

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 18.03.02. «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии»

Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Исследование процессов разделения водонефтяных эмульсий

УДК 665.622.42-047.37

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2K51	Марченко Маргарита Евгеньевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кузьменко Елена Анатольевна	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Белоенко Елена Владимировна	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Юрьев Егор Михайлович	к.т.н.		

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Применять базовые и специальные, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в профессиональной деятельности
P2	Применять знания в области современных химических технологий для решения производственных задач
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии
P4	Разрабатывать новые технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование химической технологии, проектировать объекты химической технологии в контексте предприятия, общества и окружающей среды
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных химических технологий
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, выводить на рынок новые материалы, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химико-технологическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.
<i>Общекультурные компетенции</i>	
P7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P9	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать лидерство в инженерной деятельности и инженерном предпринимательстве, ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 18.03.02. «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии»

Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Юрьев Е.М.
(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврская работа

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2K51	Марченко Маргарите Евгеньевне

Тема работы:

Исследование процессов разделения водонефтяных эмульсий	
Утверждена приказом директора ИШПР	Приказ №1131/сот 13.02.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.19
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p><i>Пробы нефти, результаты лабораторного анализа проб нефти, методика приготовления водонефтяных эмульсий, методика определения поверхностного натяжения.</i></p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><i>Литературный обзор; физико-химические основы процессов первичной подготовки нефти, процессов образования и разрушения водонефтяных эмульсий, экспериментальные исследования влияния начальной обводненности, режима перемешивания при приготовлении водонефтяных эмульсий и свойств нефти на дисперсность эмульсий, остаточную обводненность и динамику процесса отстаивания при различных температурах.</i></p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Зоя Васильевна Криницына, к.т.н., доцент ОСГН ШБИП</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Елена Владимировна Белоенко, к.т.н., доцент ООД ШБИП</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>-</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кузьменко Елена Анатольевна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К51	Марченко Маргарита Евгеньевна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕ-
РЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2К51	Марченко Маргарите Евгеньевне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОХИ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1 <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Определена стоимость ресурсов научного исследования, также определены затраты на заработную плату исполнителей проекта.
2 <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Использованы нормы по расчетным величинам материалов и сырья проекта и нормы амортизационных отчислений на оборудование.
3 <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Использована упрощенная налоговая система РФ, отражены все обязательные отчисления.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Проведен предпроектный анализ. Определен целевой рынок и проведено его сегментирование. Выполнен SWOT-анализ проекта.
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Составлен календарный план проекта. Определен бюджет НИ.
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Разработано конкурентоспособное исследование, отвечающее требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT 3. Альтернативы проведения НИ 4. График проведения и бюджет НИ 5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К51	Марченко Маргарита Евгеньевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2K51	Марченко Маргарите Евгеньевне

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОХИ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Тема ВКР:

Исследование процессов разделения водонефтяных эмульсий	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объект исследования - процесс разделения водонефтяных эмульсий. Область применения - нефтедобыча.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 01.04.2019); - Федеральный закон от 28.12.2013 N426 О специальной оценке условий труда с изменениями 2019; - ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация; - ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов: <ul style="list-style-type: none"> - химические опасные и вредные производственные факторы; - Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума (СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы; СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы); - Освещенность: отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения; повешенная

	<p>яркость света; (СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95);</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вероятность поражения электрическим током (источники, средства защиты) (ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты);
3. Экологическая безопасность:	<p>3. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - меры предотвращения негативного воздействия выбросов на окружающую природную среду; - утилизация отходов; - воздействие выбросов, отходов на оболочки Земли и окружающую среду (на атмосферу, гидросферу, литосферу).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>4. Безопасность в ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - пожаробезопасность (источники, средства защиты и пожаротушения) ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ Пожарная безопасность. Общие требования; ГОСТ 12.1.044-89 ССБТ Пожаровзрывоопасность веществ и материалов;

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Белоевко Елена Владимировна	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К51	Марченко Маргарита Евгеньевна		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 91 с., 13 рис., 19 табл., 41 источников.

Ключевые слова: нефть, водонефтяная эмульсия, дисперсность, отстаивание, обводненность.

Объектом исследования являются водонефтяные эмульсии четырех образцов нефти месторождений Западной Сибири.

Цель работы - экспериментальное исследование дисперсности водонефтяных эмульсий, динамики их отстаивания и остаточной обводненности в зависимости от условий приготовления водонефтяных эмульсий, температуры отстаивания и физико-химических свойств нефтей.

В процессе работы проводились экспериментальные исследования дисперсности водонефтяных эмульсий, приготовленных на основе четырех нефтей месторождений Западной Сибири при добавлении различного количества минерализованной воды в различных режимах перемешивания, и динамики процесса их отстаивания при температурах 20 °С и 50 °С. Исследования проводились в лаборатории «Природные энергоносители» Отделения химической инженерии Томского политехнического университета.

В результате работы выявлено влияние физико-химических свойств нефти, начальной обводненности, интенсивности перемешивания при приготовлении водонефтяных эмульсий на размеры образующихся капель и динамику процесса отстаивания эмульсии при различных температурах.

Область применения: первичная подготовка нефти.

В будущем планируется продолжить исследование процесса отстаивания водонефтяных эмульсий с использованием деэмульгатора. Так же полученные экспериментальные данные в дальнейшем будут использованы при моделировании процессов промысловой подготовки нефти.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной выпускной квалификационной работе приведены следующие термины с соответствующими определениями:

пластовая нефть: природное жидкое образование многокомпонентной смеси углеводородов и гетерогенных соединений с растворенными в ней, в общем случае, азотом (гелием), диоксидом углерода и сероводородом в термобарических условиях нефтесодержащих коллекторов;

промысловая нефть: безводная жидкая составляющая скважинной продукции в трубопроводах и других объектах промыслового обустройства нефтяных месторождений;

дегазированная нефть: нефть, оставшаяся после ОСР пластовой нефти;

сырая нефть: смесь промысловой нефти и попутной (пластовой) воды;

товарная нефть: часть обратной водонефтяной эмульсии, которая сдается потребителю, которая так же удовлетворяет согласованной с потребителем группе качества по содержанию остаточной воды и хлористых солей, механических примесей и давлению насыщенных паров;

эмульсия: гетерогенная система, состоящая из двух несмешивающихся или малосмешивающихся жидкостей, одна из которых диспергирована в другой в глобул;

устойчивость эмульсий: способность эмульсий не разделяться на дисперсную фазу и дисперсионную среду в течение определенного промежутка времени;

кинетическая устойчивость: способность системы противостоять оседанию или всплыванию глобул дисперсной фазы в дисперсионной среде под действием сил тяжести;

агрегативная устойчивость: свойство вещества противостоять укрупнению своих частиц и способность частиц находиться в исходном состоянии неопределенно долгое время;

В данной выпускной квалификационной работе используются сокращения и обозначения:

УПН - установка подготовки нефти;

ОСР - однократное стандартноеразгазирование;

ГрозНИИ - Грозненский нефтяной научно-исследовательский институт;

НПЗ - нефтеперерабатывающий завод;

ПАВ - поверхностно-активные вещества;

В/Н - эмульсия типа вода в нефти;

Н/В - эмульсия типа нефть в воде;

ДЭС - двойной электрический слой;

ДЭ - деэмульгатор;

ЭДГ - электродегидратор;

ЭЛОУ - электрообессоливающая установка;

ЦГФУ- центральные газофракционирующие установки;

НГВРП - нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом;

НТИ - научно-техническое исследование;

ФСС - фонд социального страхования;

ПФ - пенсионный фонд;

ФФОМС - фонд обязательного медицинского страхования;

СИЗ - средства индивидуальной защиты;

КЕО - коэффициент естественной освещенности;

В данной выпускной квалификационной работе используются ссылки на настоящие стандарты:

ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2);

ГОСТ 12.0.230-2007 Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования;

ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;

ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение;

СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95;

ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.; введ. 01.01.2011.;

ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.; введ. 01.07.1992.

ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.

Оглавление

Введение.....	15
1 Обзор литературы	16
1.1 Основные понятия и классификация нефти.....	16
1.2 Водонефтяные эмульсии и их устойчивость.....	20
1.3 Способы разрушения эмульсий.....	24
1.4 Промысловая подготовка нефти.....	29
1.4.1 Дегазация. Установки	30
1.4.2 Обезвоживание и обессоливание. Установки	35
1.4.3 Стабилизация. Установки	37
1.4.4 Установки комплексной подготовки нефти.....	39
2 Объект и методы исследования	43
2.1 Методика исследования процесса отстаивания водонефтяных эмульсий.....	45
2.2 Методика измерения межфазного поверхностного натяжения водонефтяных эмульсий.....	45
3 Расчеты и аналитика	48
3.1 Определение поверхностного натяжения на границе раздела фаз нефть-вода.....	48
3.2 Влияние начальной обводненности при приготовлении водонефтяных эмульсий на размеры капель	50
3.3 Влияние интенсивности перемешивания при приготовлении водонефтяных эмульсий на размеры капель	52
3.4 Влияние физико-химических свойств нефтей на размеры капель.....	53
3.5 Динамика отстаивания водонефтяных эмульсий.....	53
3.6 Результаты проведенного исследования.....	58

4.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	60
4.1	Потенциальные потребители результатов исследования	60
4.2	SWOT-анализ	61
4.3	Планирование научно-исследовательских работ	63
4.3.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	63
4.3.2	Определение трудоемкости выполнения работ.....	64
4.3.3	Разработка графика проведения научного исследования.....	66
4.4	Бюджет НТИ.....	67
4.4.1	Расчет материальных затрат НТИ.....	68
4.4.2	Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	69
4.4.3	Основная заработная плата исполнителей темы	70
4.4.4	Дополнительная заработная плата исполнителей темы	72
4.4.5	Отчисления во внебюджетные фонды.....	72
4.4.6	Накладные расходы	73
4.5	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	74
5	Социальная ответственность	77
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	77
5.2	Производственная безопасность	78
5.3	Анализ вредных и опасных производственных факторов	79
5.3.1	Работа с опасными химическими реактивами и вредными веществами.....	80
5.3.2	Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	81

5.3.3	Освещенность на рабочем месте.....	82
5.3.4	Поражение электрическим током	83
5.4	Экологическая безопасность	84
5.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	85
	Заключение.....	87
	Список литературы	88
	Приложение А	
	Приложение Б	
	Приложение В	

Введение

Всё время существования нефтяной промышленности, добыча нефти, к сожалению, неразрывно связана с добычей воды. Обводнение скважин является одной из основных причин их ликвидации, а преждевременный прорыв воды в скважину приводит к неполной выработке запасов нефтяного месторождения. Помимо этого из скважин вместе с нефтью поступает попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента) [1].

В непосредственной близости от мест добычи нефти размещают УПН, для отделения от нефти воды с растворенными в ней солями, механических примесей и попутного нефтяного газа.

Большинство месторождения страны переходит в позднюю стадию разработки, что сопровождается их повышенной обводненностью. На современном этапе для поддержания пластового давления на месторождениях России закачивается более 1 млрд. м³ воды, которая через определенный промежуток времени попадает в продуктивные горизонты [2].

Длительная эксплуатация нефтяных месторождений и заводнение нефтеносных пластов приводит к образованию стойких водонефтяных эмульсий, что вызывает более интенсивное осадкообразование, повышает температуру застывания нефти, увеличивает ее вязкость [3].

Задача разрушения водонефтяных эмульсий и эффективного обезвоживания нефти на промыслах остается актуальной и требует экспериментальных исследований в этой области.

Объектом данного исследования являются водонефтяные эмульсии. Задача исследования - изучение особенностей разделения водонефтяных эмульсий в условиях, соответствующих реализации технологии промысловой подготовки нефти.

1 Обзор литературы

1.1 Основные понятия и классификация нефти

Нефть представляет собой природную маслянистую горючую жидкость со специфическим запахом, состоящая в основном из сложной смеси углеводородов парафинового (C_nH_{2n+2}), ароматического (C_nH_{2n-6}) и нафтеновых рядов. Содержание углерода колеблется в пределах 82-87%, водорода 11-14%. В общем случае на долю этих двух компонентов приходится около 98% всего состава. Остальное приходится на содержание таких элементов и их соединений как сера, азот, кислород и некоторые металлы [2].

Существуют несколько видов нефти [3]: пластовая, промысловая, дегазированная, сырая, товарная нефть. В товарной нефти практически не остается растворенного газа, который был растворен первоначально в пластовой нефти. При разгазировании пластовой нефти в процессе ее подъема на поверхность в добывающих скважинах, системе сбора и промысловой подготовки до товарных кондиций часть нефти испаряется в нефтяной газ.

На ранних этапах развития нефтяной промышленности определяющим показателем качества продуктов была плотность. В зависимости от плотности нефти подразделяли на [3]:

1) Легкие нефти ($\rho_{15}^{15} = 0,828 - 0,884$). В них содержится больше бензиновых фракций, относительно мало смол и серы. Из нефтей этого типа вырабатывают смазочные масла высокого качества;

2) Тяжелые нефти ($\rho_{15}^{15} > 0,884$). Они характеризуются высоким содержанием смол; чтобы получить из них масла, необходимо применять специальные методы очистки - обработку избирательными растворителями, адсорбентами и т. п. Однако тяжелые нефти - наилучшее сырье для производства битумов.

Классификация нефтей по плотности приближительна, а на практике известны случаи, когда описанные выше закономерности не подтверждались.

Классификация, отражающая химический состав нефти, предложена ГрозНИИИ. В основу этой классификации положено преимущественное содержание в нефти какого-либо одного или нескольких классов углеводородов. По этой классификации различают нефти [4]:

1) Парафиновые. В парафиновых нефтях все фракции содержат значительное количество алканов: бензиновые - не менее 50 %, масляные - 20 % и более. Наиболее типичными парафиновыми нефтями являются нефти полуострова Мангышлак (Узеньская, Жетыбайская).

2) Парафино-нафтеновые. В парафино-нафтеновых нефтях содержатся наряду с алканами в заметных количествах циклоалканы, содержание аренов невелико. Как в парафиновых, так и в парафино-нафтеновых нефтях мало смол и асфальтенов. К этой группе относятся нефти наиболее крупных месторождений Волго-Уральского бассейна и Западной Сибири.

3) Нафтеновые. Для нафтеновых нефтей характерно высокое (до 60 % и более) содержание циклоалканов во всех фракциях; алканов в этих нефтях мало, смолы и асфальтены имеются также в ограниченном количестве. К нафтовым относятся нефти, которые добывают в Баку (Балаханская и Сураханская), на Эмбе (Доссорская и Макатская), в Майкопе.

4) Парафино-нафтенно-ароматические. В них УВ всех трех классов содержатся примерно в равных количествах, твердых парафинов мало (не более 1,5 %), а количество смол и асфальтенов достигает 10 %.

5) Нафтенно-ароматические. Эти нефти характеризуются преимущественным содержанием циклоалканов и аренов, в особенности в тяжелых фракциях. Алканы имеются только в легких фракциях, причем в небольшом количестве. Содержание твердого парафина в нефти не превышает 0,3 %, а смол и асфальтенов - 15-20 %.

6) Ароматические. Ароматические нефти характеризуются высокой плотностью; во всех фракциях этих нефтей содержится много аренов. К ароматическим нефтям относятся нефть Прорвинского месторождения в Казахстане, Бугурусланская в Поволжье.

Но это далеко не единственная классификация, которая существует на данный момент. В начале 60-х годов разработаны новые аналитические методы, изменившие представление о составе и строении нефтяных углеводородов, и позволившие уточнить принципы и методы классификации нефтей. Было предложено все углеводороды нефти условно разделить на две основные группы [4]:

- 1) Преобразованные углеводороды, утратившие черты строения, свойственные исходным биоорганическим молекулам;
- 2) Реликтовые углеводороды. К числу наиболее важных реликтовых углеводородов относятся нормальные и изопреноидные алканы, циклические изопреноиды -стераны, три-терпаны и пр.

В свою очередь, реликтовые углеводороды нефтей можно разбить на две основные группы [5]:

- a) Изопреноидные реликтовые УВ в нефтях состоят из значительно большего числа различных соединений. Они представлены в основном алифатическими и алициклическими УВ с числом циклов в молекуле от одного до пяти;
- b) Реликтовые углеводороды неизопреноидного типа представлены в основном алифатическими соединениями.

Доктор химических наук, профессор Петров Александр Александрович исследовал методами газожидкостной хроматографии и масс-спектрометрии около 400 нефтей практически всех крупных нефтегазоносных бассейнов бывшего Советского Союза. Все исследованные нефти были отнесены к категориям А и Б.

К категории А относят нефть в том случае, если на хроматограммах фракции 200-430°С проявляются в аналитических количествах пики н-алканов. На хроматограммах этой фракции нефтей категории Б пики н-алканов отсутствуют. В свою очередь, в зависимости от относительного содержания нормальных и изопреноидных углеводородов в нефтях категории А и от наличия

или отсутствия изопреноидных углеводородов в нефтях категории Б, нефти каждой категории разделяют на типы [5]:

1) Нефти типа A^1 соответствуют нефтям парафинового и нафтено-парафинового основания. Содержание суммы алканов во фракции 200-430°C 15-60 %. Для этого типа характерно высокое содержание н-алканов (5-25 % на исследуемую фракцию). Общее содержание циклоалканов в нефтях типа A^1 несколько меньше, чем алканов. Циклоалканы в основном представлены моно- и бициклическими соединениями, причем содержание моноциклоалканов часто равно или больше содержания бицикланов. Нефти этого типа наиболее распространены в природе и встречаются в отложениях любого геологического возраста, чаще всего на глубине более 1500 м (Ромашкино, Самотлор).

2) Нефти типа A^2 по групповому составу соответствуют нафтено-парафиновым и парафино-нафтеновым. Содержание алканов по сравнению с нефтями типа A^1 несколько ниже и достигает значений 25-40 %. Содержание алканов колеблется в пределах 0,5-5 %, а изопреноидов- 1-6 %. Отличительная черта большинства нефтей типа A^2 - преобладание разветвленных алканов над нормальными. Общее содержание циклоалканов достигает 60 %. К типу A^2 относятся нефти Южного Каспия (Сураханы, Нефтяные Камни, Дуванный-море), Западной Сибири (Соленинское), Прикаспия (Кошкар, Каламкас, Каратюбе).

3) Нефти типа B^2 соответствуют нефтям парафино-нафтенового и особенно нафтенового оснований. Среди насыщенных углеводородов преобладают циклоалканы (60-75 %), а среди них: моно-, би- и трициклические углеводороды. Алкановые углеводороды (5-30 %) представлены в основном разветвленными структурами. Отличительная черта нефтей типа B^2 - отсутствие на хроматограммах пиков монометил замещенных алканов. Нефти типа B^2 встречаются чаще, чем типа A^2 , и распространены в основном в кайнозойских отложениях на глубинах 1000-1500 м. Тип B^2 представлен нефтями Северного Кавказа (Старо-Грозненское, Троицко-Анастасиевское), Грузии (Норио, Мирзаани) и др.

4) Нефти типа Б¹ по групповому составу относятся к нефтям нафтенового или нафтено-ароматического основания. Они содержат мало легких фракций. Характерная черта нефтей этого типа - полное отсутствие нормальных и изопреноидных алканов и малое содержание других разветвленных алканов (4-10 %). Среди циклоалканов наблюдается преобладание бициклических углеводородов над моноциклическими. Нефти типа Б¹ чаще распространены в кайнозойских отложениях многих нефтегазоносных бассейнов на глубинах 500-1000 м - нефти Южного Каспия и Севера Западной Сибири - Грязевая Сопка, Сураханы, Балаханы, Русское и др.

1.2 Водонефтяные эмульсии и их устойчивость

Водонефтяная эмульсия представляет собой нефть, в которой находятся глобулы воды (см Рисунок 1). Жидкость, в которой содержатся мелкие капли другой жидкости, называют дисперсной средой, а капли жидкости в дисперсной среде называют дисперсной фазой [4].

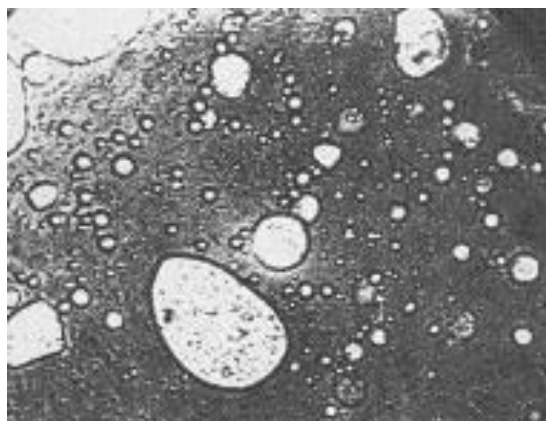


Рисунок 1 - Фотография водонефтяной эмульсии [4].

Эмульсии воды в нефти относятся к дисперсным системам с развитой поверхностью, отличаются высоким уровнем свободной поверхностной энергии и с точки зрения термодинамики являются системами неустойчивыми [4]. Это выражается в стремлении к снижению уровня свободной энергии за

счет процессов укрупнения капель и самопроизвольного расслоения смеси на нефть и воду.

В нефтяной промышленности все технологические процессы добычи, сбора, подготовки нефти, газа и воды связаны с необходимостью изучения свойств образующихся нефтяных эмульсий. Все нефтяные эмульсии делятся на три группы [5]:

1) 1 группа - обратная эмульсия В/Н, в ней содержание дисперсной фазы (воды) в дисперсной среде (нефти) может колебаться от следов до 90-95 %. Этот тип нефтяных эмульсий включает в себя ряд разбавленных и высококонцентрированных эмульсионных систем, где в большей степени проявляются различия в факторах их стабилизации. Свойства нефтяных эмульсий этой группы в значительной степени влияют на технологические процессы добычи нефти, внутрипромысловый сбор, сепарацию (отделение газа), выбор техники и технологии деэмульсации нефти.

2) 2 группа - это эмульсии прямого типа Н/В. Образуются они в процессах разрушения обратных эмульсий, т.е. при деэмульсации нефти. Однако на обводнённых нефтяных месторождениях с низкой минерализацией пластовых вод и нефтей, содержащих повышенное количество нафтеновых кислот, могут образовываться стойкие эмульсии прямого типа при добыче и сборе продукции скважин. Стойкие эмульсии прямого типа могут образовываться в процессе паротеплового воздействия на пласт.

3) 3 группа - это «множественная» эмульсия. Как показали исследования, она характеризуется повышенным содержанием различных механических примесей. Трудно разрушаясь с помощью известных методов, такие эмульсии накапливаются на границе раздела фаз в аппаратах подготовки нефти и воды и являются причиной срыва технологического режима. На практике в этих случаях периодически защищают аппараты и удаляют накопившийся промежуточный слой такой эмульсии в амбар или нефтеловушку.

Для водонефтяных эмульсий главным показателем является их устойчивость, т.е. способность в течение определенного времени не разрушаться и не

разделяться на две несмешивающиеся фазы. Различают кинетическую и агрегативную устойчивость.

Кинетическая устойчивость рассчитывается по формуле (1) [5]:

$$K = \frac{1}{V} = \frac{9 \cdot v}{2 \cdot (\rho_1 - \rho_2) \cdot r^2 \cdot g} \quad (1)$$

где V - скорость седиментации дисперсной фазы, м/с;

r - радиус частицы, м;

$(\rho_1 - \rho_2)$ - разность плотностей дисперсной фазы и дисперсионной среды, кг/м³;

v - кинематическая вязкость, м²/с;

g - ускорение свободного падения, м/с².

Таким образом, скорость седиментации тем больше, чем больше радиус капелек, разность плотностей дисперсной фазы и дисперсионной среды. И тем больше, если больше кинематическая вязкость эмульсии. Согласно уравнению (1), если $\rho_1 > \rho_2$ происходит оседание частиц, $\rho_1 < \rho_2$ - всплывание частиц и если $\rho_1 = \rho_2$, то система устойчива.

Агрегативную устойчивость эмульсий измеряют временем их существования до полного разделения образующих эмульсию жидкостей. К причинам, которые способствуют агрегативной устойчивости нефтяных эмульсий, относят [6]:

- 1) образование структурно-механического слоя эмульгаторов на межфазной границе глобул;
- 2) образование ДЭС на поверхности раздела в присутствии ионизированных электролитов;
- 3) термодинамические процессы, протекающие на поверхности глобул дисперсной фазы;
- 4) расклинивающее давление, возникающее при сближении глобул дисперсной фазы, покрытых адсорбционно-сольватными слоями.

С термодинамической точки зрения нефтяные эмульсии принадлежат к неустойчивым системам, которые все время стремятся достигнуть состояния равновесия. Агрегативная устойчивость эмульсий измеряется временем их осуществления и для разных нефтяных эмульсий колеблется от нескольких секунд до многих лет. Установлено, что агрегативная устойчивость эмульсии является кинетическим понятием, т.к. удельная свободная межфазная энергия системы определяется средней кинетической энергией теплового движения, а не минимумом термодинамического потенциала [6].

Устойчивость эмульсии определяется временем ее существования τ (По Ребиндеру) [6]:

$$\tau = \frac{H}{v} \quad (2)$$

где H - высота столба эмульсии, см;

v - средняя линейная скорость расслоения системы, см/с.

Но наиболее важным фактором, определяющим устойчивость нефтяных эмульсий, является образование на поверхности капелек воды адсорбционно-сольватных слоев и повышение их структурно-механических свойств. От концентрации эмульгаторов - стабилизаторов эмульсии в нефти и их состава главным образом зависит устойчивость образующихся нефтяных эмульсий. Установлено, что время существования эмульсии возрастает с увеличением концентрации стабилизаторов до насыщения адсорбционного слоя или до достижения оптимальных структурно-механических свойств [6].

Содержащиеся в нефти асфальтены, смолы, нафтены и парафины, являющиеся природными ПАВ, относят к естественным стабилизаторам эмульсий. Кроме того, они включают в себя мельчайшие твердые частицы веществ (глина, кварц, соли и т. д.), находящихся в продукции скважин во взвешенном состоянии [7].

В процессе старения эмульсии на глобулах воды увеличивается слой эмульгатора и, соответственно, повышается его механическая прочность. При

столкновении таких глобул не происходит их коалесценции из-за наличия прочной гидрофобной пленки. Чтобы объединить глобулы воды необходимо эту пленку разрушить и заменить ее гидрофильным слоем какого-либо ПАВ. Старение эмульсий интенсивно протекает только в начальный период после их образования, а затем заметно замедляется. Особенности старения обратной эмульсии зависят от состава и свойств нефти, пластовой воды, условий образования эмульсии (температура, интенсивность перемешивания фаз) [7].

П.А. Ребиндер пришел к выводу, что стабилизацию нефтяных эмульсий обеспечивают [8]:

- 1) Сильно поверхностно-активные вещества, например, нафтеновые и жирные кислоты, низшие смолы; эти вещества способствуют интенсивному диспергированию системы, при адсорбции на границе фаз создают неструктурированные молекулярные слои;

- 2) Вещества со слабыми поверхностно-активными свойствами, асфальтены, асфальтогеновые кислоты и ангидриды, высшие смолы; эти соединения образуют структурированные слои, которые обеспечивают высокую стабилизацию эмульсий;

- 3) Твердые вещества минерального и органического характера; благодаря их избирательному смачиванию фазами прилипают к дисперсионным каплям и образуют прочные бронированные слои; частицы твердых эмульгаторов должны быть значительно меньше капелек воды.

1.3 Способы разрушения эмульсий

Одной из главных задач, при проведении различных технологических операций в нефтегазовой промышленности, является разрушение водонефтяных эмульсий, поскольку образование эмульсий ведет к росту давления жидкости в системах сборанефти и газа, влечет за собой порывы трубопроводов, затрудняются сепарация газа и предварительный сброс воды.

Эмульсии поступающие на УПН должны подходить подготовленными к расслоению, т.е. быть агрегативно неустойчивым. Расслоение нефтяных эмульсий направлено на разрушение на поверхности капель дисперсных фаз структурно-механических барьеров.

Существует два принципиально различных подхода [8]: реагентный (применение ДЭ) и безреагентный (аппаратный). Устройства для разложения эмульсий могут использовать гравитационную силу (отстойники), центробежную силу (гидроциклоны и промышленные центрифуги), капиллярные силы (коалесцирующие фильтры), а также мембранные явления. Выбор метода определяется типом и стойкостью эмульсии, но все они направлены на слияние и укрупнение капель воды.

На практике применимы четыре группы методов разрушения нефтяных эмульсий [8]:

1) Химические методы. Они основаны на использовании реагентов ДЭ, которые являются более эффективными ПАВ, чем природные эмульгаторы. В зависимости от механизма разрушения эмульсий различаются и требования к ПАВ, как ДЭ. Согласно первому механизму, ПАВ - должен обладать значительной поверхностной активностью и не должен быть эмульгатором, чтобы вытеснить эмульгатор с поверхности. Согласно второму механизму ПАВ - ДЭ должен растворяться в фазе, противоположной эмульгатору и изгибать поверхность в сторону, противоположную эмульгатору.

Процесс разрушения нефтяных эмульсий с применением ДЭ является физико-химическим и зависит от [8]:

- а) компонентного состава и свойств защитных оболочек природных стабилизаторов обрабатываемых нефтяных эмульсий;
- б) типа, коллоидно-химических свойств и удельного расхода используемого деэмульгатора;
- в) интенсивности, температуры и времени перемешивания нефтяной эмульсии с реагентом - ДЭ.

Эффективность действия ДЭ зависит от дополнительных факторов: подогрева, энергии турбулентного потока, воздействия электрического поля.

2) Электрические методы. Использование переменного электрического поля приводит к постоянному изменению направления движения капель воды, при котором капли деформируются из круглой формы в эллиптическую. Под действием сил электрического поля происходит сближение капель на такое близкое расстояние, при котором начинают действовать межмолекулярные силы притяжения значительной величины. Защитные адсорбционные оболочки капель воды сдавливаются, разрушаются, частицы коалесцируют, укрупняются, оседают под действием сил притяжения (см. Рисунок 2).

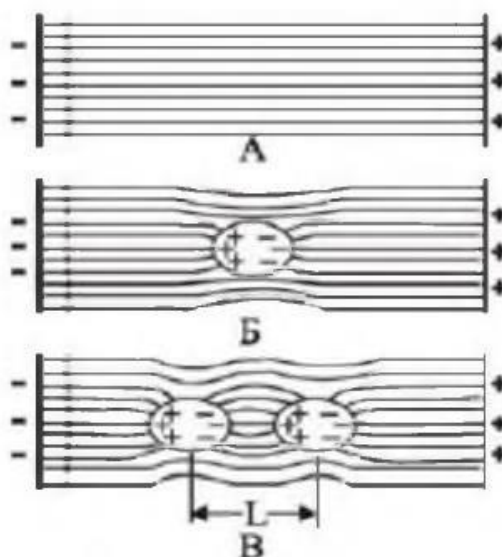


Рисунок 2 - Поведение глобул воды в электрическом поле [11]

Кроме заряда наведенного внешним электрическим полем, частицы дисперсной фазы могут приобретать заряд собственный. В таком случае, частицы, перезарядившись, начинают двигаться с большой скоростью к противоположному электроду. Защитные оболочки частиц при столкновении разрушаются при достаточной кинетической энергии. Позволяет преодолевать сопротивление коалесценции электрическое поле, обусловленное бронирующими оболочками на каплях воды, капли быстро укрупняются до размеров 150-200 мкм и оседают под действием силы тяжести [11].

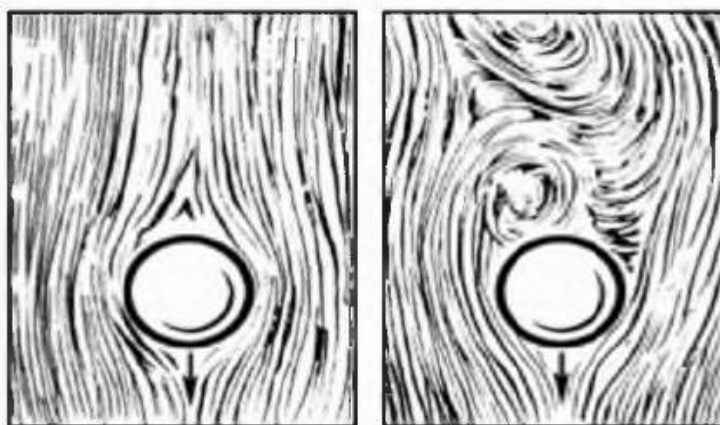
3) Термические методы. Повышение температуры за счет снижения вязкости дисперсионной среды и уменьшения сопротивления в процессе осаждения частиц дисперсной фазы влияет на степень обезвоживания под действием электрического поля. Однако при повышении температуры возрастает электропроводность среды, что может привести к нарушению электрического режима в аппарате, к увеличению давления насыщенных паров. Вследствие чего, процесс необходимо проводить в аппаратах, рассчитанных на повышенное давление.[11]

Если известны параметры, такие как исходный размер капель, диэлектрическая проницаемость эмульсии, зависимость вязкости эмульсии от температуры и напряженность электромагнитного поля, то можно оценить время полного расслоения водонефтяной эмульсии при электромагнитном воздействии.

4) Механические способы. К ним относят [13]: отстаивание, фильтрование и центрифугирование.

а) Отстаивание применимо к нестойким эмульсиям, которые способны расслаиваться на нефть и воду за счет разности плотностей компонентов, составляющих эмульсию. Процесс отстаивания применяется для: обезвоживания и обессоливания нефти, очистки воды от продуктов коррозии, отделения газа от жидкости, соединений кремния и прочих загрязнений. Важный показатель процесса отстаивания - это под действием силы тяжести скорость осаждения частиц. Процесс отстаивания рассматривают на примере частицы (твердая или жидкая) шарообразной формы в ламинарном режиме, но оно может проходить и в турбулентном (см. Рисунок 3).

При размере взвешенных частиц больше 0,5 мкм скорость оседания капель воды или подъема частиц нефти в воде подчиняется закону Стокса, согласно которому, чем меньше частицы дисперсной фазы, разность плотностей воды и нефти и чем больше вязкость среды, тем медленнее протекает процесс расслоения.



а

б

Рисунок 3 - Схема движения частицы в среде:

а - при ламинарном режиме; б - при турбулентном режиме [13]

Из формулы (3) видно, что чем меньше частицы дисперсной фазы и разность плотностей воды и нефти и чем больше вязкость среды, тем медленнее протекает процесс расслоения.

$$w = \frac{d^2 \cdot (\rho_v - \rho_n)}{18 \cdot \eta} \quad (3)$$

где w - скорость оседания капель, см/с;

d - диаметр отделяющихся капель воды и нефти, см;

ρ_v, ρ_n - плотность, соответственно, воды и нефти, г/см³;

g - ускорение силы тяжести, см/с²;

η - динамическая вязкость среды (эмульсии), г/(см·с).

Метод отстаивания применяется для высокообводненных эмульсий и нефтей с большой газонасыщенностью. Дегазация нефти усиливает турбулентность потока, приводит к дроблению и слиянию капель воды, что препятствует формированию прочного адсорбционного слоя [14]. В итоге, капли воды могут свободно сливаться и выделяться из нефти в виде свободной фазы при

создании соответствующих условий. Подогрев и добавка ДЭ делают эффективнее процесс отстаивания.

б) При фильтрации деэмульсация нефтей основана на явлении селективного смачивания. Основные требования фильтрующего твердого вещества [15]: хорошая смачиваемость водой, чтобы произошло сцепление глобул воды с фильтрующим веществом, разрыв межфазных пленок, и произошла коалесценция (слияние) капель воды; достаточная прочность, чтобы обеспечить длительную эксплуатацию. Успешно расслаиваются при фильтрации нестойкие эмульсии, то есть при пропускании их через фильтрующий слой, который может быть из битого стекла, гравия, древесины и металлических стружек, стекловаты и других материалов.

Самостоятельного применения данный метод не находит из-за громоздкого оборудования, необходимости часто менять фильтры, малой производительности, но встречается в сочетании с термохимическими методами разрушения эмульсий в случае, когда: большая обводненность нефти; малая обводненность, но эмульсия нестойкая; незначительная разность плотностей воды и нефти.

1.4 Промысловая подготовка нефти

Из нефтяных скважин в общем случае извлекается сложная смесь, состоящая из нефти, попутного нефтяного газа, воды и механических примесей (песка, окалины и тд). В таком виде транспортировать продукцию нефтяных скважин по магистральным нефтепроводам нельзя [15]. Во-первых, вода - это балласт, перекачка которого не приносит прибыли. Во-вторых, при совместном течении нефти, газа и воды имеют место быть большие потери давления на преодоление сил трения, чем при перекачке одной нефти. Кроме того, велико сопротивление, создаваемое газовыми шапками, защемленными в вершинах профиля и скоплений воды и пониженных точках трассы. В-третьих, минерализованная пластовая вода вызывает ускоренную коррозию трубопроводов и

резервуаров, а частицы механических примесей - абразивный износ оборудования [15].

Целью промысловой подготовки нефти является ее дегазация, обезвоживание, обессоливание и стабилизация.

1.4.1 Дегазация. Установки

Дегазация нефти осуществляется с целью отделения газа от нефти. Аппарат, в котором это происходит, называется сепаратором, а сам процесс разделения - сепарацией.

Процесс сепарации осуществляется в несколько этапов (ступеней). Чем больше ступеней сепарации, тем больше выход дегазированной нефти из одного и того же количества пластовой жидкости. Однако при этом увеличиваются капиталовложения в сепараторы. В связи с этим число ступеней сепарации ограничивают двумя-тремя [15].

Сепараторы бывают вертикальные, горизонтальные и гидроциклонные [15]:

1) Вертикальный сепаратор (см. Рисунок 4) представляет собой вертикально установленный цилиндрический корпус с полусферическими днищами, снабженный патрубками для ввода газожидкостной смеси и вывода жидкой и газовой фаз, предохранительной и регулирующей арматурой, а также специальными устройствами, обеспечивающими разделение жидкости и газа.

Газонефтяная смесь под давлением поступает в сепаратор по патрубку 1 в раздаточный коллектор 2 со щелевым выходом. Регулятором давления 3 в сепараторе поддерживается определенное давление, которое меньше начального давления газожидкостной смеси. За счет уменьшения давления из смеси в сепараторе выделяется растворенный газ. Поскольку этот процесс не является мгновенным, время пребывания смеси в сепараторе стремятся увеличить за счет установки наклонных полок 6, по которым она стекает в нижнюю часть аппарата. Выделяющийся газ поднимается вверх. Здесь он проходит через жалюзий-

ный каплеуловитель 4, служащий для отделения капель нефти, и далее направляется в газопровод. Уловленная нефть по дренажной трубе 12 стекает вниз.

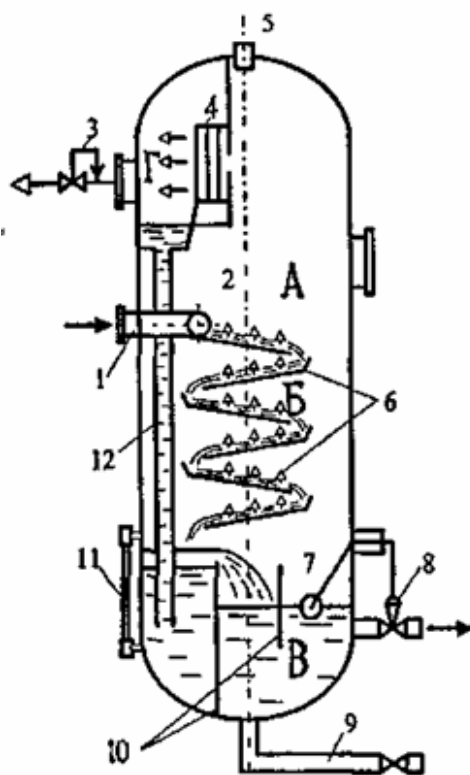


Рисунок 4 - Вертикальный сепаратор [15]

(А-основная сепарационная секция; К-осадительная секция; В-секция сбора нефти; Г-секция каплеудаления; 1-патрубок ввода газожидкостной смеси; 2-раздаточный коллектор со щелевым выходом; 3-регулятор давления «до себя» на линии отвода газа; 4-жалюзийный каплеуловитель; 5-предохранительный клапан; 6-наклонные полки; 7-поплавок; 8-регулятор уровня на линии отвода нефти; 9-линия сброса шлама; 10-перегородки; 11-уровнемерное стекло; 12-дренажная)

Контроль над уровнем нефти в нижней части сепаратора осуществляется с помощью регулятора уровня 8 и уровнемерного стекла 11. Шлам (песок, окалина) из аппарата удаляется по трубопроводу 9 [15].

Достоинствами вертикальных сепараторов являются относительная простота регулирования уровня жидкости, а также очистки от отложений парафина и механических примесей. Они занимают относительно небольшую

площадь, что особенно важно в условиях морских промыслов, где промысловое оборудование монтируется на платформах или эстакадах. Однако вертикальные сепараторы имеют и существенные недостатки: меньшую производительность по сравнению с горизонтальными сепараторами при одном и том же диаметре аппарата; меньшую эффективность сепарации.

2) Горизонтальный газонефтяной сепаратор (см. Рисунок 5) состоит из технологической емкости 1, внутри которой расположены две наклонные полки 2, пеногаситель 3, влагоотделитель 5 и устройство 7 для предотвращения образования воронки при дренаже нефти. Технологическая емкость снабжена патрубком 10 для ввода газонефтяной смеси, штуцерами выхода газа 4 и нефти 6 и люком-лазом 8. Наклонные полки выполнены в виде желобов с отбортовкой не менее 150 мм. В месте ввода газонефтяной смеси в сепаратор смонтировано распределительное устройство 9 [15].

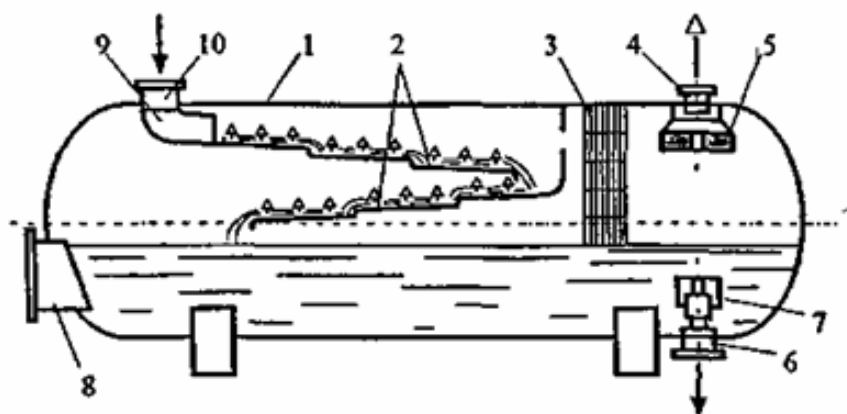


Рисунок 5 - Горизонтальный газонефтяной сепаратор [15]

(1-технологическая емкость; 2-наклонные желоба; 3-пеногаситель; 4-выход газа, 5-влагоотделитель; 6-выход нефти; 7-устройство для предотвращения образования воронки; 8-люк-лаз; 9-распределительное устройство; 10-ввод продукции)

Газонефтяная смесь через патрубок 10 и распределительное устройство 9 поступает на желоба 2 и по ним стекает в нижнюю часть технологической емкости. Стекая по наклонным желобам, нефть освобождается от пузырьков га-

за. Выделившийся из нефти газ проходит пеногаситель 3, где разрушается пена, и влагоотделитель 5, где очищается от капель нефти, и через штуцер выхода газа 4 отводится из аппарата. Дегазированная нефть накапливается в нижней части технологической емкости и отводится из аппарата через штуцер 6.

Горизонтальные сепараторы имеют большую пропускную способность по газу и жидкости, чем вертикальные. По некоторым данным, пропускная способность горизонтального сепаратора при одинаковых размерах примерно в 2,5 раза больше, чем вертикального. Это объясняется тем, что в горизонтальном сепараторе капли жидкости под действием силы тяжести падают вниз, перпендикулярно к потоку газа, а не навстречу, как это происходит в вертикальных сепараторах.

Область применения горизонтальных сепараторов весьма обширна. Они используются для оснащения дожимных насосных станций, для первой, второй и третьей ступеней сепарации на центральных пунктах сбора и подготовки нефти, газа и воды. Пропускная способность горизонтальных сепараторов, применяемых для первой, второй и третьей ступеней сепарации, может достигать 30 000 т/сут по жидкости на каждой ступени.

3) Горизонтальный газонефтяной сепаратор гидроциклонного типа (см. Рисунок 6) состоит из технологической емкости 1 и нескольких одноточных гидроциклонов 2. Конструктивно однотонный циклон представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат с тангенциальным вводом газонефтяной смеси, внутри которого расположены направляющий патрубок 3 и секция перетока 4.

В одноточном гидроциклоне смесь совершает одновременно вращательное движение вокруг направляющего патрубка и нисходящее движение, образуя нисходящий вихрь. Нефть под действием центробежной силы прижимается к стенке циклона, а выделившийся и очищенный от капель жидкости газ движется в центре его. В секции перетока нефть и газ меняют направление движения с вертикального на горизонтальное и поступают отдельно в технологическую емкость. Далее газовый поток проходит каплеотбойник 5, распре-

делительные решетки 6 и выходит из сепаратора. Нефть по наклонным полкам 7 стекает в нижнюю часть емкости. Ее уровень поддерживается с помощью регулятора 8 [16].

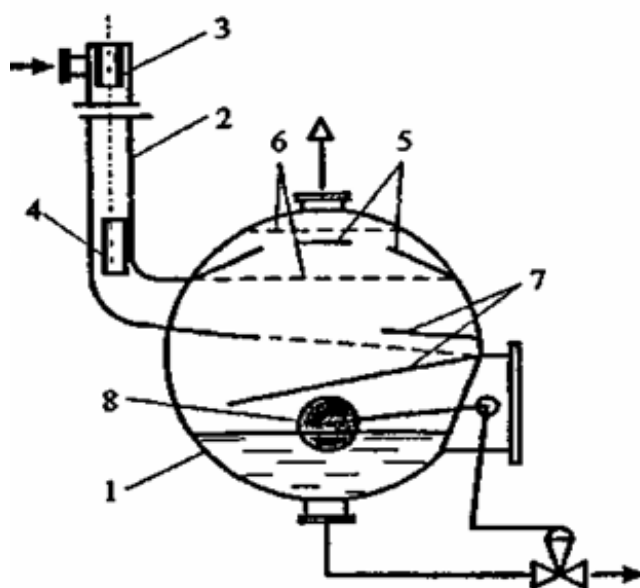


Рисунок 6 - Горизонтальный газонефтяной сепаратор гидроциклонного типа [16]

(1-емкость; 2-однотопный гидроциклон; 3-направляющий патрубок; 4-секция перетока; 5-каплеотбойник; 6-распределительные решетки; 7-наклонные полки; 8-регулятор уровня)

ГрозНИИ совместно с объединением Грознефть были проведены эксперименты по определению зависимости количества выделяемого газа и унос капелек нефти с газом от нагрузки гидроциклонных сепараторов. Эксперименты показали, что количество выделенного газа зависит от скорости движения и времени пребывания нефти в сепараторе. Оптимальная нагрузка, при которой на ступени выделяется 90% свободного газа, оказалась меньше проектной. На первой ступени к факторам, влияющим на качество сепарации, добавляется пульсация потока, возникающая при движении газонефтяной смеси по промышленному трубопроводу. При установке устройств, сглаживающих пульсацию на входе в сепаратор, оптимальную нагрузку можно повысить. Был так же отмечен большой захват газом капелек нефти [16].

Однако, несмотря на перечисленные недостатки, гидроциклонные сепараторы были признаны более эффективными по сравнению с вертикальными гравитационными. Главное преимущество - сокращение капиталовложений и металлозатрат.

1.4.2 Обезвоживание и обессоливание. Установки

Обессоливание нефти осуществляется потому, что высокое содержание солей способствует коррозии оборудования трубопроводов при перекачке нефти, приводит к закупориванию теплообменной аппаратуры и коррозии оборудования при её дальнейшей переработке на НПЗ и др.

Первично обессоливание нефти проводится на нефтяных промыслах (попутно с обезвоживанием) перед сдачей нефти потребителю. Содержание солей в товарной нефти согласно ГОСТ 51858-2002 не должно превышать (соответственно, группе качества I, II, III) 100, 300 или 900 мг/дм³. На НПЗ перед переработкой нефть подвергается вторичному, более глубокому обессоливанию на ЭЛОУ в две, реже в три ступени.

Технологическая схема установки ЭЛОУ нефти приводится на рисунке 7. Нефть, в которую введены промывная вода, деэмульгатор и щелочь, насосом Н-1 прокачивается через теплообменник Т-1 и пароподогреватель Т-2 в ЭДГ первой ступени Э-1. Здесь удаляется основная масса воды и солей (содержание их снижается в 8-10 раз.) На некоторых установках ЭЛОУ перед Э-1 находится термохимическая ступень. Из Э-1 нефть поступает в ЭДГ второй ступени Э-2 для повторной обработки. Перед Э-2 в нефть вновь подается вода.

Общий расход воды на обессоливание составляет 10% от обрабатываемой нефти. На некоторых установках свежая вода подается только на вторую ступень обессоливания, а перед первой ступенью с нефтью смешиваются промывные воды второй ступени. Так удастся снизить расход воды на обессоливание вдвое.

Обессоленная нефть из Э-2 проходит через теплообменник Т-1, холодильник и подается в резервуары обессоленной нефти. Вода, отделенная в электродегидраторах, направляется в нефтеотделитель Е-1 для дополнительного отстоя. Уловленная нефть возвращается на прием сырьевого насоса, а вода сбрасывается в промышленную канализацию и передается на очистку.

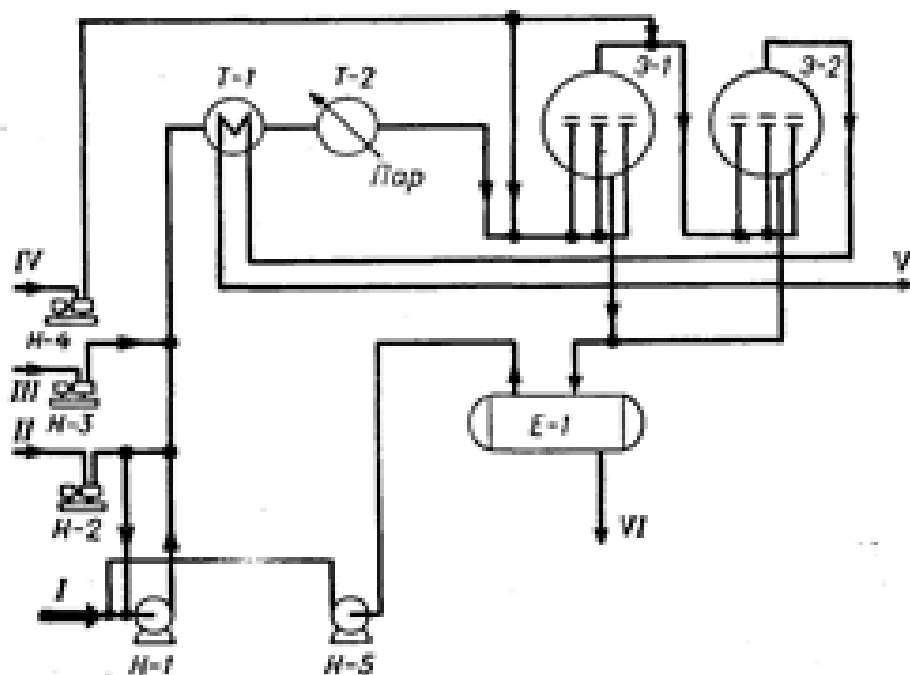


Рисунок 7 - Схема установки ЭЛОУ [17]

(I-сырая нефть; II-деэмульгатор; III-щелочь; IV-свежая вода; V-обессоленная вода; VI-вода в канализацию; Н-1,Н-2,Н-3,Н-4 - насосы; Т-1 - теплообменник; Т-2 - пароподогреватель; Э-1,Э-2 - ЭДГ; Е-1 - емкость для дополнительного отстоя)

Содержание солей в нефти после установок ЭЛОУ снижается до 3-5 мг/л. В процессе обессоливания нефти предварительно обезвоженную (до 0,5% от объема пластовой воды) нефть тщательно перемешивают (промывают) с определенным количеством пресной воды (расход пресной промывочной воды колеблется в зависимости от качества исходной нефти от 3 до 10%). При этом происходит слияние (коалесценция) мелких капель минерализованной пластовой воды с каплями промывочной пресной воды. Перспективным технологическим приёмом является распылённый ввод промывочной воды - впрыскивание её

под давлением через специальные насадки или каким-либо другим методом. Затем осуществляется деэмульсация полученной водонефтяной эмульсии главным образом термохимическим или электрическим методами [17].

1.4.3 Стабилизация. Установки

Под процессом стабилизации нефти понимается отделение от нее легких фракций с целью уменьшения потерь нефти при ее дальнейшей транспортировке.

Чтобы ликвидировать потери газов и легких бензиновых фракций, предотвратить загрязнение воздуха, уловить ценные газообразные компоненты, необходимо максимально извлечь углеводороды C_1 - C_4 из нефти перед тем, как отправить ее на НПЗ. Эта задача решается на установках стабилизации нефти, расположенных обычно в непосредственной близости от места ее добычи. Методы стабилизации нефтимогут быть различными. Для большинства нефтей стабилизация производится на установках с применением ректификации (см. Рисунок 8).

Нефть, поступающая с промысловых установок сепарации, с помощью насоса Н-1 проходит через теплообменники Т-1, где подогревается уже стабилизированной нефтью, и паровые подогреватели Т-2. Подогретая нефть поступает в ректификационную колонну-стабилизатор К.-1. Уходящие с верха стабилизатора легкие углеводороды конденсируются в конденсаторе холодильнике ХК-1 и поступают в емкость Е-1. С верха стабилизатора уходят углеводороды от C_1 до C_5 включительно. При охлаждении оборотной промышленной водой в конденсаторе-холодильнике конденсируется не весь продукт, уходящий с верха колонны. Поэтому в емкости Е-1 происходит разделение смеси, поступившей из конденсатора, на газ и жидкость.

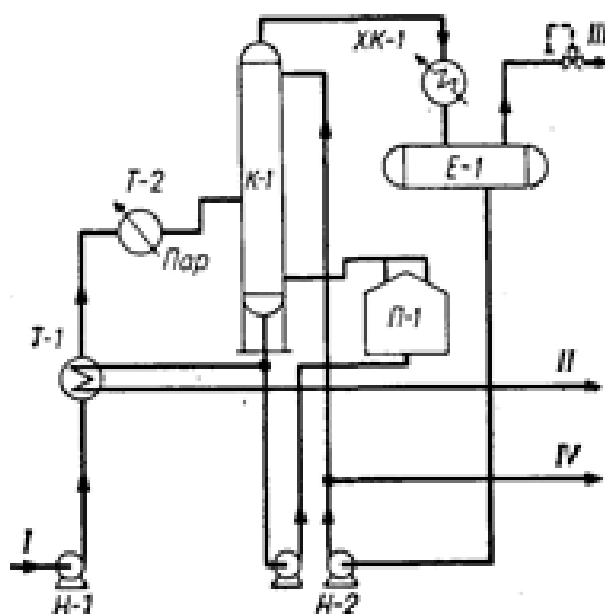


Рисунок 8 - Схема установки стабилизации нефти[18]

(I-нефть с установок сепарации; II-стабильная нефть; III-газ; IV-газовый конденсат; Т-1 -теплообменник, Т-2 -паровые подогреватели, К-1 - колонна стабилизатор, ХК-1 - холодильник, Е-1 - емкость, Н-1 и Н-2 - насосы)

Газ из Е-1 направляется в топливную сеть. Жидкий продукт - газовый конденсат частично возвращается в колонну К-1 в качестве орошения, а балансовое количество выводится со стабилизационной установки и передается на ЦГФУ. Эти установки предназначены для разделения газового конденсата нескольких стабилизационных установок на индивидуальные углеводороды.

С низа стабилизатора уходит стабильная нефть, которая отдает свое тепло поступающему сырью в теплообменнике Т-1 и доохлаждается в холодильнике. Необходимое для ректификации тепло подводится в нижнюю часть стабилизационной колонны через трубчатую печь. Содержание газа в стабильной нефти составляет 0,8-1,5%.

1.4.4 Установки комплексной подготовки нефти

НГВРП (аппарат типа «Heater-Treater») - предназначен для получения товарной нефти из продукции скважин, для сепарации продукции скважин, для предварительного обезвоживания. Способен заменить установку, состоящую из нескольких аппаратов. Эта установка может эксплуатироваться в условиях холодного макроклиматического региона с абсолютной температурой до минус 60°C.

НГВРП представляет собой горизонтальный аппарат с эллиптическими днищами, с внутренними устройствами, нагревателем с двумя горелками, установленными в двух жаровых трубах, с двумя дымовыми трубами, с труб опроводной обвязкой, запорно-регулирующей арматурой и средствами КиА, большая часть которых размещена в боксе арматурного блока с системой полного жизнеобеспечения. Аппарат устанавливается на две седловые опоры.

НГВРП состоит из [18]:

- 1) Секция подогрева. Здесь находятся узел входа и распределения газожидкостной смеси, жаровые трубы с горелками, система размыва и удаления донных осадков (механических примесей).

Узел входа и распределения представляет собой входной отражатель, установленный над жаровыми трубами, и служит для направления и первичного разделения смеси. Конструкция узла препятствует прямому попаданию свободной воды непосредственно на жаровые трубы и организует движение водонефтяной эмульсии вниз в пространстве между отражателем и стенкой аппарата.

В каждой из двух жаровых труб установлено по газовой горелке. Для простоты монтажа, обслуживания, ремонта или замены жаровая труба подвешивается на тарелках, ходящих по кронбалке, находящейся внутри аппарата. При необходимости освобождаются болты основного фланца, находящегося на торце аппарата и труба выкатывается наружу.

Для удаления механических примесей и отложений на жаровых трубах во время работы аппарата периодически подается промывочная вода в коллекторы с инжекционными соплами в зоне жаровых труб.

В нижней части секции подогрева расположена система очистки от донных осадков из механических примесей. Для размыва осадков предназначены коллекторы промывочной воды с инжекционными соплами, а также лотки для механических примесей. В целях снижения расхода воды при удалении осадков без остановки работы аппарата система разделена на отдельные секции, каждая из которых имеет патрубок для подачи и выводной патрубок для пульпы.

Каждая секция системы очистки должна регулярно приводиться в действие через определенные интервалы времени для предотвращения скапливания механических примесей на дне аппарата.

Предусмотрено внутреннее антикоррозионное лакокрасочное покрытие и анодная защита открытых металлических поверхностей. Аноды размещаются в слое воды и устанавливаются на фланцевых соединениях по всей длине аппарата.

2) Секция коалесценции и отстоя. Она отделена от секции нагрева переливной перегородкой. В ней вдоль оси аппарата установлен коалесцер, представляющий собой набор вертикальных рифленых полипропиленовых пластин. На правом днище расположен сборник обезвоженной нефти с выходным штуцером.

Газожидкостная смесь поступает в верхнюю часть НГВРП через входной штуцер (см. Рисунок 9). Во входном отсеке происходит первичное отделение газа. Газ накапливается в верхней части аппарата и очищается от капельной жидкости во время его горизонтального движения.

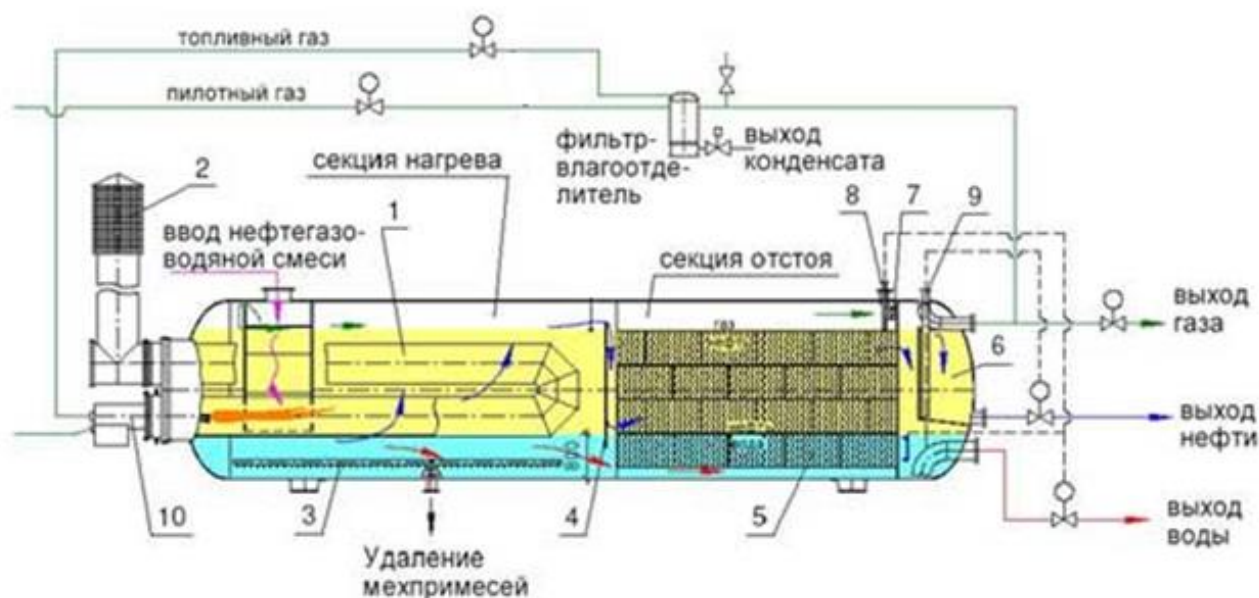


Рисунок 9 - Принципиальная схема установки подготовки нефти УПН типа «heater-treater»

(1- жаровая труба, 2-дымовая труба,3- система размыва осадка,4- переливная перегородка,5- коалесцер, 6-сборник нефти,7- каплеуловитель, 8-регулятор уровня жидкости, 9-регулятор уровня нефти, 10-горелка)

В правой части по ходу потока имеется окно для выхода газа с блоком каплеуловителей для окончательной очистки газа. Часть газа после выхода поступает в линию регулирования и подачи топливного газа, проходит через фильтр -влагодделитель для очистки газа от капельной жидкости, редуцируется и подается на горелки.

Водонефтяная эмульсия и свободная вода обтекают входной отражатель, двигаются вниз в пространстве между отражателем и стенкой аппарата и попадают под жаровые трубы. Благодаря различным плотностям жидкостей и изменению направления движения потока, свободная вода отделяется и скапливается на дне аппарата. Эмульсия нагревается, поднимаясь вверх, одновременно двигаясь вдоль жаровых труб. Нагрев эмульсии приводит к ускорению отстоя воды.

Нагрев происходит за счет сжигания попутного газа, выделившегося из нефти, или из альтернативного источника, поступающего по линии подачи

топливного газа к основным и запальным горелкам. Продукты горения проходят через жаровую трубу и выходят в дымоход, нагревая трубу и передавая тепло эмульсии.

После нагрева и предварительного обезвоживания эмульсия переливается через вертикальную перегородку и попадает в секцию коалесценции и отстоя. Коалесцер выполнен из рифленых гидрофобных полипропиленовых пластин, расположенных на небольшом расстоянии (6 мм) друг от друга. Поскольку расстояние между пластинами невелико, капли воды быстро достигают твердой поверхности. Собираясь на верхней поверхности рифленых пластин, они коалесцируют и укрупняются. Крупные капли скатываются с пластин, и переходят в слой воды. Капли нефти всплывают и быстро достигают нижней поверхности рифленых пластин, где собираются, укрупняются и под действием архимедовой силы всплывают, переходят в слой нефти.

Коалесцер интенсифицирует как обезвоживание нефти, так и очистку выделившейся воды. Обезвоженная нефть после секции коалесцера попадает в отстойную камеру и через перегородку переливается в сборник нефти, расположенный на правом днище. В сборнике нефти поддерживается постоянный уровень. Обезвоженная нефть выводится через клапан сброса нефти.

Выделившаяся из эмульсии вода протекает вдоль всей длины сосуда. Межфазный уровень нефть - вода поддерживается на заданном уровне буйковым уровнемером, который управляет клапаном сброса воды.

Для удаления механических примесей и отложений на жаровых трубах в коллекторы с инжекционными соплами в зоне жаровых труб периодически подается промывочная вода. Для удаления механических примесей в секции подогрева без остановки аппарата приводится в действие система очистки от донных отложений механических примесей.

Каждая секция системы очистки должна регулярно через определенные интервалы времени приводиться в действие для предотвращения накопления механических примесей на дне аппарата. Полное удаление механических примесей при каждом приведении секции в действие достигается, если вода

подается под напором, достаточным для размыва и взвешивания отложений. Подача воды производится одновременно с удалением взвешенных механических примесей. Частота струйной обработки определяется опытным путем в процессе работы.

2 Объект и методы исследования

Объектом исследования являются водонефтяные эмульсии, приготовленные на основе четырех проб нефтей месторождений Западной Сибири, свойства которых представлены таблице 1.

Таблица 1 - Физико-химические свойства нефтей

Показатель	Образец 1	Образец 2	Образец 3	Образец 4
Плотность при температуре 20 °С, кг/м ³	887,5	874,8	842,4	783,7
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	6,871	15,371	4,7011	1,736
Массовая доля серы, мас. %	0,465	0,432	0,405	0,190
Массовая доля парафина, мас. %	0,41	0,42	0,27	0,47
Массовая доля асфальтенов, мас. %	0,40	1,17	1,12	0,53
Массовая доля смол, мас. %	1,72	31,62	19,43	8,0

Исследование процессов образования и отстаивания водонефтяных эмульсий проводилось в лаборатории экспериментальным методом по методике, представленной в [2].

Исследование и измерение поверхностного натяжения водонефтяных эмульсий проводилось в лаборатории экспериментальным методом определения объема капель, выдавливаемых на границах по методике, представленной в [28].

2.1 Методика исследования процесса отстаивания водонефтяных эмульсий

Основные исследования проводились с водонефтяными эмульсиями, приготовленными на основе раствора поваренной соли в водопроводной воде (40 г/л).

Отбиралось определенное количество нефти и воды в мерные цилиндры объемом 100 мл, затем эмульсия сливалась в колбу для перемешивания вручную в течение 10 минут. Далее её перемешивали с помощью мешалки при определенной скорости так же в течение 10 минут. Полученная водонефтяная эмульсия помещалась в цилиндр и ставилась в термостат для исследования процесса отстаивания при определенной температуре.

Для экспериментов использовались лабораторная мешалка ER-10 ("VEB MLW Prüfgerate") с различными скоростями перемешивания и биологический микроскоп серии «Биолам 70» с насадкой 8- кратного увеличения. При приготовлении эмульсий использовались два режима перемешивания: 1000 об/мин и 2000 об/мин.

Для исследования процесса водонефтяных эмульсий использовались два температурных режима: 20 °С и 50 °С, которые, в основном, соответствуют стадиям холодного и термического отстаивания на промышленных установках.

2.2 Методика измерения межфазного поверхностного натяжения водонефтяных эмульсий

Для углеводородных систем на различных этапах - от добычи, транспортировки, переработки нефти до применения нефтепродуктов - следует учитывать взаимодействия на границе раздела сосуществующих фаз в зависимости от их агрегатного состояния. По этому признаку можно выделить соответствующие границы раздела фаз: твердая-жидкая, жидкая-жидкая, твердая-твердая, жидкая-газовая.

На подвижных границах раздела фаз происходит перестройка окружения молекул и изменение их ориентации, особенно плоских или имеющих плоские фрагменты. Очевидно, что молекулы на границе раздела фаз ведут себя по-разному: одни - концентрируются на поверхности раздела фаз, т.е. проявляют поверхностно-активные свойства, а другие - стремятся уйти в объемную фазу.

Исследование взаимодействия на границе раздела двумя различными жидкими фазами проводилось сталагмометрическим методом. Прибор для измерения представляет из себя сталагмометр типа ст-1 (см. Рисунок 10).



Рисунок 10 - Сталагмометр ст-1 [28]

Главная часть сталагмометра - микрометр, определяющий объем выдавливаемой капли. Микрометр прикреплен к корпусу, который должен свободно перемещаться по стойке. Положение микрометра фиксируется винтом. К корпусу прикрепляется корпус шприца, верхний конец которого прикреплен к пружине, благодаря чему исключается самопроизвольное перемещение поршня. На шприц надевается игла, которая вводится в капилляр. Игла подбирается таким внешним диаметром, чтобы посадка на нее капилляра была скользящей. Поверхность капилляра, соприкасающаяся со шприцом, должна быть идеально отполирована.

Принцип действия сталагмометра: при вращении микрометра наконечник оказывает давление на подвижный шток поршня. Из иглы вытекает капля определенного объема. Количество делений лимба, которое показывает микрометр, соответствует объему данной капли. Объем капли берется как среднее арифметическое 10-20 определений. Постоянную K капилляра можно определить по формуле (4):

$$K = \frac{36,1}{V \cdot (\rho_B - \rho_Э)} \quad (4)$$

где 36,1 - поверхностное натяжение на границе толуол - вода, мН/м;

V - среднеарифметическая величина объема выдавливаемой капли, в делениях лимба микровинта;

ρ_B - плотность соленой воды, кг/м³;

$\rho_Э$ - плотность эмульсии, кг/м³.

Величину межфазного поверхностного натяжения эмульсии на границе с водой рассчитать по формуле (5):

$$\sigma = K \cdot V \cdot (\rho_B - \rho_Э) \quad (5)$$

3 Расчеты и аналитика

3.1 Определение поверхностного натяжения на границе раздела фаз нефть-вода

Измерения поверхностного натяжения проводились на границе раздела нефть - соленая вода на установке сталагмометр ст - 1. На примере образца 1 рассчитаем поверхностное натяжение.

Среднеарифметическая величина объема выдавливаемой капли определяем по формуле (6):

$$V = \frac{\sum_{i=1}^n V_i}{n} \quad (6)$$

где V_i - объем выдавливаемой капли, в делениях лимба микрометра;

i - номер опыта;

$n=15$ - количество измерений для данного образца;

Значения объемов выдавливаемой капли для образца 1 на границе нефть - соленая вода представлены в таблице 2. Для остальных образцов нефти результаты измерений объемов выдавливаемой капли представлены в приложении А.

Таблица 2 - Результаты измерений объемов выдавливаемой капли образца 1

Номер опыта, i	1	2	3	4	5	6	7
Объем выдавливаемой капли, V	0,39	0,05	0,1	0,09	0,11	0,07	0,07
Номер опыта, i	9	10	11	12	13	14	15
Объем выдавливаемой капли, V	0,08	0,04	0,09	0,07	0,13	0,04	0,07
Сумма объемов ΣV							1,47

Подставляя значения в формулу (6), имеем:

$$V = \frac{1,47}{15} = 0,0985$$

Постоянную капилляра К рассчитываем по формуле (4). Подставляя значения, имеем:

$$K = \frac{36,1}{0,0985 \cdot (1209,9 - 887,5)} = 1,1368$$

Все полученные значения подставляем в формулу (5) для расчета поверхностного натяжения. Получаем:

$$\sigma = 1,1368 \cdot 0,0986 \cdot (1209,9 - 887,5) = 36,0999 \text{ мН/м}$$

Для остальных образцов расчет аналогичен. Полученные данные приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Результаты расчета поверхностного натяжения

Показатель	Образец 1	Образец 2	Образец 3	Образец 4
Среднеарифметическая величина объема выдавливаемой капли, V в делениях лимба микровинта	0,0985	0,0820	0,1053	0,0953
Постоянная капилляра, $K \frac{\text{мН/м}}{\text{кг/м}^3}$	1,1368	1,3138	0,9355	0,8887
Плотность соленой воды, $\rho_{\text{в}} \text{кг/м}^3$	1 209,9			
Плотность нефти, $\rho_{\text{н}} \text{кг/м}^3$	887,5	874,8	842,4	783,7
Среднее значение межфазного поверхностного натяжения, $\sigma \text{ мН/м}$	36,1007	36,1009	36,0986	36,0962

Совокупность рассчитанных значений межфазных поверхностных натяжений на границе раздела фаз нефть - соленая вода и характеристики нефти для всех образцов представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Характеристики образцов нефти

Показатель	Образец 1	Образец 2	Образец 3	Образец 4
Плотность нефти при 20 °С, $\rho_{\text{нкг/м}^3}$	887,5	874,8	842,4	783,7
Массовая доля парафина, мас. %	0,41	0,42	0,27	0,47
Массовая доля асфальтенов, мас. %	0,40	1,17	1,12	0,53
Массовая доля смол, мас. %	1,72	31,62	19,43	8,0
Массовая доля серы, мас. %	0,465	0,432	0,405	0,190
Среднее значение межфазного поверхностного натяжения, σ мН/м	36, 1007	36,1009	36,0986	36,0962

Полученные значения межфазного поверхностного натяжения для всех четырех образцов нефти близки. Изменения наблюдаются только в 3-4 знаке после запятой.

Однозначной зависимости межфазного поверхностного натяжения от плотности выявить не удалось, так же как и от содержания парафинов, асфальтенов, смол и серы. Очевидно, что влияние всех показателей на межфазное поверхностное натяжение надо рассматривать в совокупности.

Для определения более четкой зависимости межфазного поверхностного натяжения от совокупности показателей нефтей необходимо, чтобы количество образцов нефти превышало количество показателей, по которым выявляется зависимость.








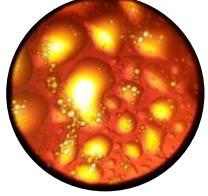

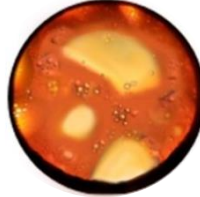


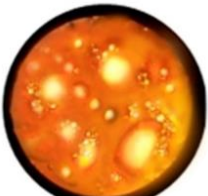


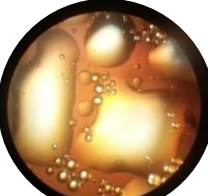
3.2 Влияние начальной обводненности при приготовлении водонефтяных эмульсий на размеры капель

Опыты по исследованию зависимости влияния начальной обводненности водонефтяных эмульсий на размеры капель проводились при 10% и 20%

начальной обводненности для двух режимов перемешивания - 1000 об/мин и 2000 об/мин.

Из таблицы 5 видно, что при одинаковой интенсивности перемешивания и температуре увеличение начальной обводненности приводит к увеличению количества и размеров глобул воды, а так же увеличению диапазона размеров глобул воды в приготовленных эмульсиях.

Таблица 5 - Фотографии среза водонефтяных эмульсий приготовленных при 20°C и режимах перемешивания 1000 об/мин и 2000 об/мин.







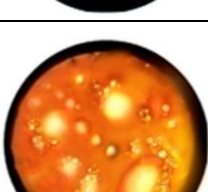

	Интенсивность перемешивания			
	1000 об/мин		2000 об/мин	
Начальная обводненность	10%	20%	10%	20%
Образец 1				
Образец 2				
Образец 3				
Образец 4				

3.3 Влияние интенсивности перемешивания при приготовлении водонефтяных эмульсий на размеры капель

Опыты по исследованию зависимости размера капель от интенсивности перемешивания проводились при режимах перемешивания мешалки 1000 об/мин и 2000 об/мин.

При увеличении интенсивности перемешивания увеличивается дисперсность водонефтяных эмульсий (см. Таблица 5-6), особенно явно это наблюдается для образцов 1 и 3 при 10% начальной обводненности (см. Таблица 6).

Таблица 6 - Фотографии среза водонефтяных эмульсий приготовленных при 10% начальной обводненности

Нефть/ Интенсивность перемешивания	1000 об/мин	2000 об/мин
Образец 1		
Образец 2		
Образец 3		
Образец 4		

3.4 Влияние физико-химических свойств нефтей на размеры капель

Наблюдались размеры капель в водонефтяных эмульсиях, приготовленных на основе четырех проб нефтей месторождений Западной Сибири с различными физико-химическими свойствами.

При увеличении плотности нефти увеличивается количество мелких глобул воды и размеры крупных глобул воды в представленных водонефтяных эмульсиях (см. Рисунок 11). Исключением из этого ряда является водонефтяная эмульсия, приготовленная на основе нефти образца 2. Для этого образца нефти характерно повышенное содержание смол и асфальтенов и повышенная вязкость относительно других образцов.

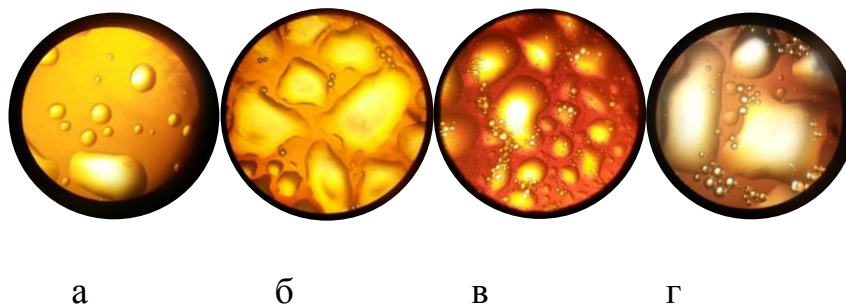


Рисунок 11 - Водонефтяные эмульсии, приготовленные при начальной обводненности 20% и 2000 об/мин:

а - образец 1 ($\rho = 887,5 \text{ кг/м}^3$); б - образец 2 ($\rho = 874,8 \text{ кг/м}^3$);
в - образец 3 ($\rho = 842,4 \text{ кг/м}^3$); г - образец 4 ($\rho = 783,7 \text{ кг/м}^3$).

3.5 Динамика отстаивания водонефтяных эмульсий

Исследовалась динамика процесса отстаивания приготовленных водонефтяных эмульсий при температурах 20 °C и 50 °C (см. Приложение А). По результатам проведенных опытов были построены графики зависимости количества отстоявшейся воды от времени (см. Рисунок 12) и определены значения количества воды после отстаивания и времени завершения процесса отстаивания (см. Таблица 7).

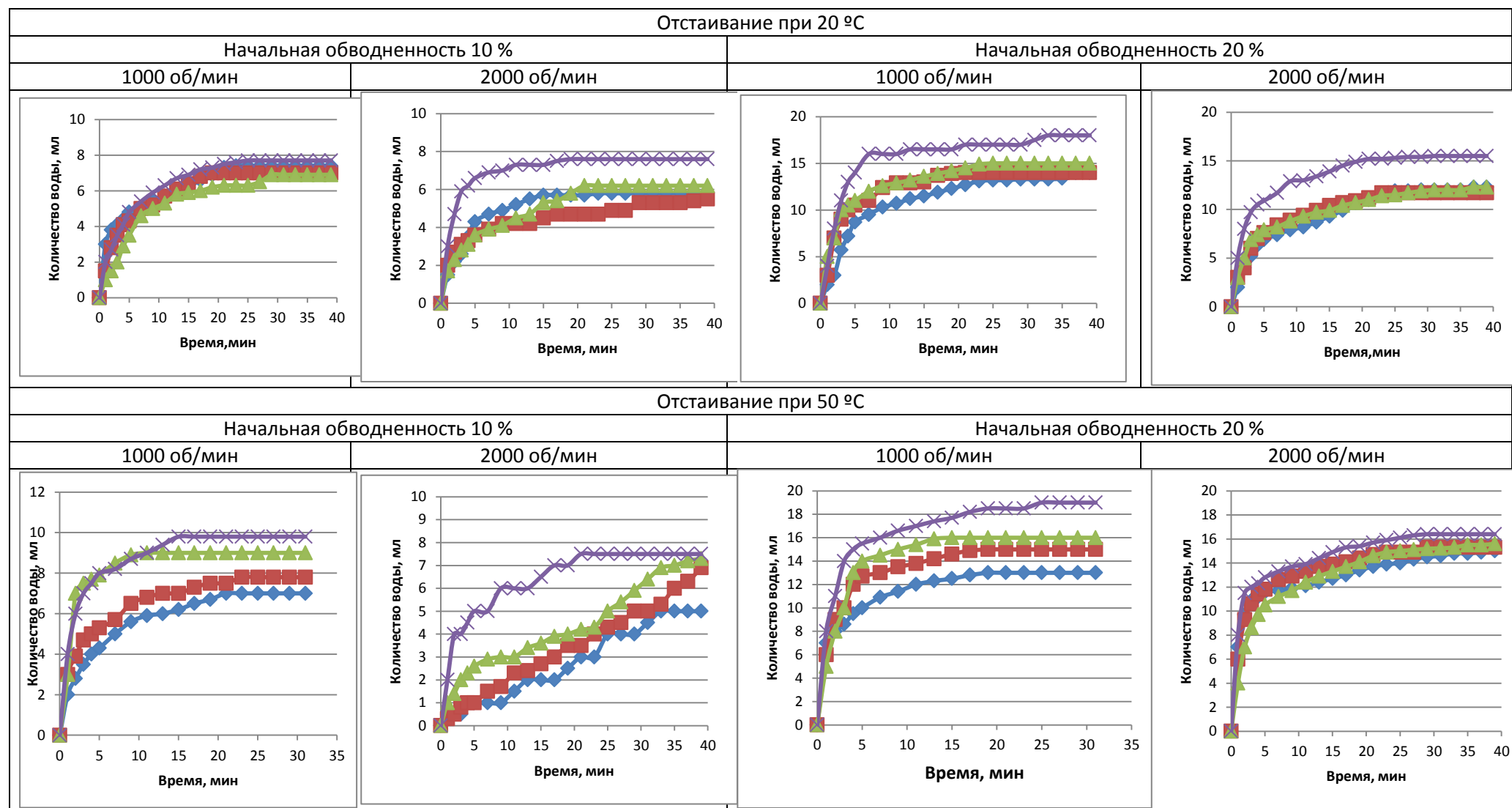


Рисунок 12 - Динамика процесса отстаивания водонефтяных эмульсий, приготовленных при различных условиях

■ - образец 1; ■ - образец 2; ■ - образец 3; ■ - образец 4;

Таблица 7 – Количество воды после отстаивания

	Отстаивание при 20 °С							
	Начальная обводненность 10 %				Начальная обводненность 20 %			
Режим перемешивания	1000 об/мин		2000 об/мин		1000 об/мин		2000 об/мин	
Образец 1	7,5 мл	23 мин	6 мл	23 мин	14 мл	37 мин	12,5 мл	29 мин
Образец 2	7 мл	19 мин	5,5 мл	35 мин	14 мл	21 мин	11,5 мл	23 мин
Образец 3	7 мл	29 мин	6 мл	21 мин	15 мл	25 мин	12 мл	35 мин
Образец 4	7,5 мл	25 мин	7,5 мл	19 мин	18 мл	33 мин	15,5 мл	35 мин
	Отстаивание при 50 °С							
	Начальная обводненность 10 %				Начальная обводненность 20 %			
Режим перемешивания	1000 об/мин		2000 об/мин		1000 об/мин		2000 об/мин	
Образец 1	7 мл	21 мин	5 мл	33 мин	13 мл	19 мин	15 мл	33 мин
Образец 2	8 мл	23 мин	7 мл	40 мин	15 мл	19 мин	15,5 мл	29 мин
Образец 3	9 мл	11 мин	7 мл	35 мин	16 мл	15 мин	15,5 мл	35 мин
Образец 4	9,5 мл	15 мин	7,5 мл	21 мин	19 мл	25 мин	16,5 мл	25 мин

Для водонефтяных эмульсий с начальной обводненностью 10%, приготовленных при режиме перемешивания 1000 об/мин, при 20 °С динамика отстаивания для всех образцов нефти практически совпадает, чуть хуже отстаивается образец 3. При 50 °С наблюдается ранжирование кривых динамики отделения воды: практически полностью отделилась вода из эмульсии, приготовленной на основе нефти образца 4, время завершения процесса отстаивания 15 минут; 9 мл воды выделилось из эмульсии, приготовленной на основе 3 образца нефти, время завершения процесса отстаивания 11 минут; из эмульсии, приготовленной на основе нефти образца 3 нефти выделилось 8 мл воды за 23 минуты; хуже всех отстаивалась эмульсия на основе нефти образца 1, более плотной, - из нее выделилось 7 мл воды за 21 минуту.

Динамика отстаивания эмульсий, приготовленных при режиме перемешивания 2000 об/мин при 50 °С отличается от характерной для всех других ис-

следований, когда для всех образцов на начальном периоде отстаивания отделяется наибольшее количество воды. Для рассмотренного исследования процесс отстаивания завершается только для самой легкой эмульсии, приготовленной на основе нефти образца 4, с достижением максимального по отношению к другим эмульсиям количества отстоявшейся воды - 7,5 мл за 21 минуту. По 7 мл воды выделяется за 35 минут из эмульсии, приготовленной на основе нефти образца 3 за 35 минут, с плавной динамикой отделения воды. 7 мл воды выделяется из эмульсии, приготовленной на основе самой вязкой нефти образца 2, практически равномерно в течение 40 минут, и можно предположить, что этот процесс не завершен. Хуже всего отстаивается эмульсия, приготовленная на основе самой плотной нефти образца 1, выделяется всего 5 мл воды в течение 33 минут, практически равномерно, так же, как и для эмульсий, приготовленных на основе образцов нефти 2 и 3.

Для водонефтяных эмульсий с начальной обводненностью 20%, приготовленных при режиме перемешивания 1000 об/мин, при 20 °С динамика отстаивания схожа. Но лучше всего отстаивается эмульсия на основе нефти образца 1. Время завершения процесса отстаивания составляет 33 минуты, количество выделившейся воды - 18 мл. При температуре отстаивания 50 °С наблюдается расхождение кривых на графике динамики отстаивания. Практически полностью отделилась вода из эмульсии, приготовленной на основе нефти образца 4, время завершения процесса отстаивания составляет 25 минут; из эмульсии, приготовленной на основе нефти образца 3, выделилось 16 мл воды, а время завершения процесса отстаивания - 15 минут; для водонефтяных эмульсий, приготовленных на основе образцов 2 и 1, время завершения процесса отстаивания одинаковое - 19 минут, но количество выделившейся воды различно: для эмульсии, приготовленной на основе нефти образца 2, - 15 мл, для эмульсии, приготовленной на основе нефти образца 1, - 13 мл. (см. Таблица 7).

Динамика отстаивания для водонефтяных эмульсий приготовленных при режиме перемешивания 2000 об/мин с начальной обводненностью 20 %

при 20 °С практически схожа. Для эмульсии, приготовленной на основе самой вязкой нефти образца 2, характерно наименьшее время завершения процесса отстаивания, - 23 минуты и наименьшее количество выделившейся воды, - 11,5 мл. При увеличении температуры отстаивания процесса до 50 °С динамика отстаивания для всех эмульсий идентична. Незначительно выделяется динамика отстаивания эмульсии, приготовленной на основе самой легкой нефти образца 4. Время завершения процесса отстаивания соответствует 25 минутам, а количество выделившейся воды - 16,5 мл. В таблице 8 сведены данные, характеризующие основные результаты процесса отстаивания - остаточную обводненность и время завершения процесса.

Таблица 8 - Остаточная обводненность водонефтяных эмульсий

	Отстаивание при 20 °С							
	Начальная обводненность 10 %				Начальная обводненность 20 %			
	1000 об/мин		2000 об/мин		1000 об/мин		2000 об/мин	
	*	**	*	**	*	**	*	**
Образец 1	2,5	23	4	23	6	37	7,5	29
Образец 2	3	19	4,5	35	6	21	8,5	23
Образец 3	3	29	4	21	5	25	8	35
Образец 4	2,5	25	2,5	19	2	33	4,5	35
	Отстаивание при 50 °С							
	Начальная обводненность 10 %				Начальная обводненность 20 %			
	1000 об/мин		2000 об/мин		1000 об/мин		2000 об/мин	
	*	**	*	**	*	**	*	**
Образец 1	3	21	5	33	7	19	5	33
Образец 2	2	23	3	40	5	19	4,5	29
Образец 3	1	11	3	35	4	15	4,5	35
Образец 4	0,5	15	2,5	21	1	25	3,5	25

*-Остаточная обводненность, %;

** - Время отстаивания, мин;

При исследовании процесса отстаивания 10% водонефтяных эмульсий наименьшая остаточная обводненность - 0,5% наблюдается при отстаивании эмульсии приготовленной на основе нефти образца 4 при интенсивности перемешивания 1000 об/мин, проводимом при температуре 50 °С (см. Таблица 8).

Наибольшая остаточная обводненность 5% характерна для водонефтяной эмульсии, приготовленной на основе нефти образца 1, при интенсивности перемешивания 2000 об/мин, начальной обводненности 10% и температуре отстаивания 50 °С.

Следует отметить, что практически во всех случаях увеличение интенсивности перемешивания при приготовлении эмульсии приводит к увеличению остаточной обводненности при завершении процесса отстаивания. Это связано с дисперсностью исходной эмульсии. Исключение составляют эмульсии с начальной обводненностью 20% приготовленные на основе образцов нефти 1 и 2.

3.6 Результаты проведенного исследования

В результате экспериментального исследования четырех образцов нефти месторождений Западной Сибири были получены данные по межфазному поверхностному натяжению на границе нефть-соленая вода, дисперсности водонефтяных эмульсий, динамике их отстаивания и остаточной обводненности в зависимости от физико-химических свойств нефтей, условий приготовления водонефтяных эмульсий и температуры отстаивания.

Полученные значения межфазного поверхностного натяжения близки по величине. Различие наблюдается только в 3-4 знаке после запятой. Четкой зависимости от содержания смол, парафинов, асфальтенов и серы не было выявлено.

По результатам исследования влияния начальной обводненности на размеры капель воды в приготовленных эмульсиях было установлено, что при одинаковой температуре и интенсивности перемешивания увеличение началь-

ной обводненности приводит к увеличению количества и размеров глобул воды и увеличению диапазона размеров глобул в приготовленных водонефтяных эмульсиях.

При исследовании динамики процесса отстаивания водонефтяных эмульсий было выявлено, что при всех условиях приготовления водонефтяных эмульсий лучше всего процесс отстаивания наблюдается у эмульсии, приготовленной на основе нефти образца 4. Этот образец нефти обладает наименьшей плотностью ($\rho = 783,7 \text{ кг/м}^3$) по сравнению с другими образцами.

Наилучшими условиями отстаивания являются температура 50°C . Наилучшим образом отстаиваются эмульсии приготовленные при интенсивности перемешивания 1000 об/мин.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Проблемы эффективного ресурсопотребления и ресурсосбережения всегда являлись достаточно актуальными. Все технологические процессы сопровождаются потреблением первичных ресурсов, таких как земля, вода, воздух, топливо (энергия), материальные и трудовые ресурсы. Формирование и реализация стратегии ресурсосбережения на всех уровнях управления - один из важнейших вопросов стратегического менеджмента, так как ресурсоемкость является второй стороной товара, когда первой является его качество.

Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов.

Данный раздел дипломной работы посвящен обоснованию целесообразности исследования процессов разрушения водонефтяных эмульсий.

Выполнение выпускной квалификационной работы проводилось в Инженерной школе природных ресурсов Национального исследовательского Томского Политехнического Университета в отделении химической инженерии. Выпускная квалификационная работа заключалась в исследовании процессов разрушения водонефтяных эмульсий, которое проводилось в лаборатории «Природные энергоносители» 2 корпуса НИ ТПУ. Область применения - первичная подготовка нефти.

4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок- сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. Для данного проекта целевым рынком являются предприятия нефтяной отрасли.

Сегментирование - это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга). Сегментировать рынок услуг по исследованию процессов образования и разрушения водонефтяных эмульсий можно по следующим критериям: вид деятельности, тип предприятия (см. Рисунок 13).




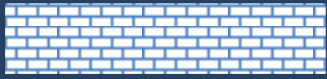
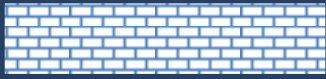




Размер компании	Вид деятельности		
	Промысел	НИИ	ВУЗ
Крупные			
Средние			
Малые			

Рисунок 13 - Карта сегментирования рынка услуг по исследованию водонефтяных эмульсий:

Фирма А - 

Фирма Б - 

Фирма В - 

На приведенной выше карте сегментирования показано, какие ниши на рынке услуг по исследованию процессов образования и разрушения водонефтяных эмульсий не заняты конкурентами или где уровень конкуренции низок. Как правило, выбирают сегменты со сходными характеристиками, которые будут формировать целевой рынок.

4.2 SWOT-анализ

SWOT - анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Этот метод применяют для того, чтобы перед организацией прояви-

лась отчетливая картина информации и данных, а также, чтобы было понимание слабых, сильных сторон проекта, подводных камней и условий, в которых будет реализовываться научно-исследовательский проект. Результаты SWOT-анализа представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Экономичность;</p> <p>С2. Мобильность рабочего места;</p> <p>С3. Экологичность технологии.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Длительность проведения анализа;</p> <p>Сл2. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с научной разработкой;</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Переход нефтеперерабатывающей отрасли на ресурсосберегающие технологии;</p> <p>В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт научных исследований;</p> <p>В3. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Невысокие экономические затраты могут привлечь больше сотрудников; 2. Анализ позволяет использовать данные для определения методики исследования процесса отставания; 	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Разработка научного исследования; 2. Привлечение новых заказчиков; 3. Повышение квалификации кадров; 4. Приобретение оборудования опытного образца.
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Низкий спрос на новые технологии производства;</p> <p>У2. Ограничение на экспорт технологии;</p> <p>У3. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта «Сильные стороны и угрозы»</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Сертификация продукции; 2. Изучение законодательной базы; <p>Продвижение новой технологии с целью появления спроса.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Привлечение новых заказчиков; 2. Отсутствие прототипа научной разработки говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта; <p>Продвижения новой технологии с целью появления спроса.</p>

По результатам SWOT-анализа были выявлены сильные и слабые стороны проекта, а также угрозы и возможности. Так же было выявлено то, как можно компенсировать слабые стороны проекта за счет его возможностей и нейтрализовать угрозы с помощью сильных сторон проекта. Результаты SWOT-анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта.

4.3 Планирование научно-исследовательских работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

4.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований была сформирована рабочая группа, в чей состав входят: бакалавр, в качестве инженера проекта; научный руководитель выпускной квалификационной работы.

В данном разделе представлен перечень этапов работ в рамках научного исследования, проведено распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 10.

Таблица 10 - Перечень этапов, работ и распределения исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материала по теме	Инженер
	3	Выбор направления исследования	Руководитель, Инженер
	4	Календарное планирование работ	Инженер
	5	Изучение литературы	Инженер
	6	Проведение экспериментов	Инженер
	7	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Инженер
	8	Составление пояснительной записки	Инженер
<i>Проведение ВКР</i>			
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	9	Подготовка к защите дипломной работы (разработка презентации)	Инженер
	10	Защита дипломной работы	Инженер

4.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож}$ используется следующая формула (7):

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5} \quad (7)$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\text{min}i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\text{max}i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Тогда ожидаемая трудоемкость для первого этапа работы, приведенного в таблице 2, рассчитывается по формуле (7):

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3 * 1 + 2 * 2}{5} = 1,4 \text{ чел. –дн}$$

Для остальных этапов 2-10 расчет аналогичен.

Продолжительность каждого этапа работы в рабочих днях, формула (8):

$$T_{\text{pi}} = \frac{t_{\text{ож}i}}{\text{Ч}_i} \quad (8)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;

Ч_i – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Продолжительность каждого этапа работы, приведенного в таблице 2, рассчитывается по формуле (8):

$$T_{\text{pi}} = \frac{1,4}{1} = 1,4 \text{ раб. дни}$$

Для остальных этапов 2-10 расчет аналогичен.

4.3.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться формулой (9):

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (9)$$

где T_{ki} - продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} - продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ - коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле (10):

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (10)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Тогда согласно формуле (10) коэффициент календарности будет равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 54 - 14} = 1,22$$

Продолжительность выполнения каждого этапа работы, приведенных в таблице 2, равна:

$$T_{ki} = 1,2 \cdot 1,48 = 1,778 = 2$$

Для этапов работ 2 - 10 расчет аналогичен.

Все рассчитанные значения занесены в таблицу (см. Таблица 11).

Таблица 11 - Временные показатели проведения научного исследования

№ работы	Трудоемкость работы			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ожi}$, чел-дни			
1	1	1	1	Руководитель	1	2
2	5	7	6	Инженер	5	7
3	5	8	6	Руководитель, инженер	5	7
4	4	5	3	Инженер	3	4
5	11	14	12	Инженер	8	10
6	82	100	95	Инженер	91	111
7	12	15	14	Руководитель, инженер	10	13
8	10	14	11	Инженер	12	15
9	4	6	5	Инженер	5	7
10	1	1	1	Инженер	1	2
Итого	135	171	154		141	178

На основании таблицы 11 составляем календарный план-график, который наглядно показывает продолжительность работы исполнителей. План-график представлен в таблице В.1 (Приложение В)

4.4 Бюджет НТИ

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы;

4.4.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле (11):

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{расхi} \quad (11)$$

где m - количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ - количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, m^2 и т.д.);

Π_i - цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./ m^2 и т.д.);

k_T - коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Величина коэффициента (k_T), принимаем в пределах 20% от стоимости материалов. Материальные затраты, необходимые для данной разработки, отражены в таблице 12.

Таблица 12 - Материальные затраты на сырье

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед.,руб	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Нефть	л	6	27,99	1 108,1
Органический растворитель	л	0,7	161,0	3 741,64
Поваренная соль	кг	0,08	32	18,94
Итого				4 868,68

4.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблице 13.

Таблица 13 - Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ.

№ п/п	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб	Общая стоимость оборудования, руб
1	Аналитические весы	1	15000	15000
2	Сушильный шкаф	1	19000	19000
3	Колба плоскодонная 500мл	2	262	524
4	Колба 250 мл	2	162	324
5	Мерный цилиндр 100 мл	3	140	420
6	Мерный стакан 100 мл	1	150	150
7	Пипетка градуированная 10 мл	2	165	330
8	Сталагмометр ст-1	1	25500	25500
Итого				61 248

4.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья заработной платы исполнителей темы включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИТ, (включая премии и доплаты) и дополнительную заработную плату. Также включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 - 30 % от тарифа или оклада:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп} \quad (12)$$

где $З_{осн}$ - основная заработная плата;

$З_{доп}$ - дополнительная заработная плата (12-20 % от $З_{осн}$).

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot Т_p \quad (13)$$

где $З_{осн}$ - основная заработная плата одного работника;

$Т_p$ - продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

$З_{дн}$ - среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d} \quad (14)$$

где $З_m$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб.дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб.дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн.(см. Таблица 14)

Таблица 14 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные	44	48
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	56	28
- невыходы по болезни	2	2
Действительный годовой фонд рабочего времени	249	273

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot k_{\text{р}} \quad (15)$$

где $З_{\text{тс}}$ – заработная плата по окладу, руб.;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 для Томска.

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 15.

Основная заработная плата руководителя (преподавателя ТПУ) с учетом должности доцента и степени кандидата технических наук и заработная плата инженера в роли студента без районного коэффициента, руб.:

- при 5 рабочих днях руководителя: 9066,5 руб.;
- при 65 рабочих днях инженера: 40274 руб.

Таблица 15 - Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_{\text{тс}}$, руб	$k_{\text{р}}$	$З_{\text{м}}$, руб.	$З_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн	$З_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	36 664	1,3	47 663,2	1990,75	16	31 852
Инженер	26 300	1,3	34 190	1 402,67	140	196 373,8
Итого						228 225,8

4.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы проводится по надлежащей формуле (16):

$$З_{\text{доп}} = З_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}} \quad (16)$$

где $k_{\text{доп}}$ - коэффициент дополнительной заработной платы принимаем 0,12 из диапазона 0,12 - 0,15;

В итоге получаем :

- $З_{\text{доп}}$ руководителя: 3 822,24 руб.;
- $З_{\text{доп}}$ инженера: 23 564,86 руб;
- В сумме: 27 387,1 руб.

В итоге заработная плата работников рассчитывается по формуле (12). Подставляя значения получаем:

- для руководителя: $З_{\text{зп}} = 35\,674,24$ руб.;
- для инженера: $З_{\text{зп}} = 219\,938,66$ руб;
- В сумме составляет 255 612,9 руб.

4.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В статье расходов - отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам ФСС, ПФ и ФФОМС от затрат на оплату труда работников.

Величина этих отчислений определяется по следующей формуле (17):

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) \quad (17)$$

где $k_{\text{внеб}}$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Тарифы страховых взносов в 2018 году остались на прежнем уровне в соответствии с постановлением Правительства РФ от 26.11.2015 № 1265, т. е. есть общий совокупный тариф все также составляет 27,1%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Отчисления во внебюджетные фонды

Участник	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	31 852	3 822,24
Инженер-дипломник	196 373,8	23 564,86
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды, %	27,1	
Итого, руб.	руководитель: 9 667,72; инженер: 59 603,38	
В сумме	69 271,1	

4.4.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование графических материалов, оплата услуг связи, электроэнергии, транспортные расходы и т.д. Их величина определяется по следующей формуле (18):

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей 1-5}) \cdot k_{\text{нр}} \quad (18)$$

где $k_{\text{нр}}$ - коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов $k_{\text{нр}}$ допускается взять в размере 16%.

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 17.

Таблица 17 - Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Материальные затраты НТИ	4 868,68	Таблица 4
2. Затраты на специальное оборудование для научных работ	61 248	Таблица 5
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	228 225,8	Таблица 7
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	255 612,9	стр 13
5. Отчисления во внебюджетные фонды	69 271,1	Таблица 8
6. Накладные расходы	99 076,24	16 % от суммы ст. 1-5
7. Бюджетные затраты НТИ	718 302,72	Сумма ст. 1- 7

4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется по формуле (19):

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (19)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ - интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} - стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} - максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (20)$$

где I_{pi} - интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i - весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i - балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

$$I_{p-исп1} = 3 * 0,2 + 5 * 0,2 + 5 * 0,1 + 4 * 0,2 + 4 * 0,2 + 5 * 0,1 = 4,2$$

$$I_{p-исп2} = 4 * 0,2 + 4 * 0,2 + 4 * 0,1 + 4 * 0,2 + 4 * 0,2 + 4 * 0,1 = 4,0$$

$$I_{p-исп3} = 5 * 0,2 + 3 * 0,2 + 3 * 0,1 + 4 * 0,2 + 4 * 0,2 + 3 * 0,1 = 3,8$$

Таблица 18 - Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Способствует росту производительности труда.		0,2	3	4	5
2. Удобство в эксплуатации		0,2	5	4	3
3. Энергосбережение		0,1	5	4	3
4. Надежность		0,2	4	4	4
5. Воспроизводимость		0,2	5	4	3
6. Материалоемкость		0,1	5	4	3
ИТОГО		1			

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испi}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{испi} = \frac{I_{p-испi}}{I_{финр.i}} \quad (21)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп1}}}{I_{\text{исп2}}} \quad (22)$$

Таблица 19- Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,95	1	0,90
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,2	4,0	3,8
3	Интегральный показатель эффективности	4,4	4,0	4,2
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,90	0,95

Вывод: В ходе выполнения данного раздела были определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности и, на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным был выбран 1 вариант исполнения.

5 Социальная ответственность

Обеспечение безопасности жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности является одним из национальных приоритетов в целях сохранения человеческого капитала. Для этого применяется комплекс мер, содержащий правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

При выполнении исследование процессов разделения водонефтяных эмульсий наиболее важными являются разделы, посвященные рабочему месту. Работник должен быть проинформирован об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных или опасных производственных факторов.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Правовой основой законодательства в области обеспечения безопасности жизнедеятельности является Конституция - основной закон государства. Законы и иные правовые акты, принимаемые в РФ, не должны противоречить Конституции РФ. [29]

Нормы трудового права - это правила трудовых отношений, установленные или санкционированные государством посредством законодательных актов.

В основе нормативно - правовых актов в области безопасности жизнедеятельности лежат: Конституция РФ, Трудовой кодекс РФ, Гражданский кодекс РФ, Федеральный закон "Об основах охраны труд в РФ", Основы законодательства об охране здоровья граждан.

Экспериментальная часть исследования процессов разделения водонефтяных эмульсий осуществлялась в химической лаборатории «Природные

энергоносители» 2 корпуса Томского политехнического университета. Технологический процесс включает в себя следующие виды работ: работу с нефтью, с растворителями, работу с оборудованием.

Данное помещение оборудовано рабочими местами для проведения химических экспериментов, вентиляционной системой для работы с летучими веществами, имеется ряд аппаратов для проведения опытов и дальнейшего анализа результатов, шкафы для хранения лабораторной посуды. При лаборатории так же есть весовая комната, склад, моечная. Рабочее место - лабораторный стол и вытяжной шкаф. Объект исследования - процесс отстаивания водонефтяных эмульсий. Область применения - нефтедобыча.

5.2 Производственная безопасность

Работа в химической лаборатории регулируется техникой безопасности и требует соблюдения предписанных норм. При работе в лаборатории на человека могут воздействовать следующие опасные производственные факторы (см. Таблица 19). [31]

Таблица 19 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы	Этапы работ		Нормативные документы
	Исследование	Обработка результатов	
1. Работа с опасными химическими реактивами и вредными веществами;	+		<ul style="list-style-type: none"> ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2)
2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	+		<ul style="list-style-type: none"> СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы; СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы.

Продолжение таблицы 19 - Возможные опасные и вредные факторы

3. Освещенность: отсутствие или недостаток необходимого естествен- ного и искусственного освещения; повышенная яркость света; пониженная световая и цветовая контрастность;	+	+	<ul style="list-style-type: none"> СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95
4. Поражение электри- ческим током.	+		<ul style="list-style-type: none"> ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электро-безопасность. Общие требования и номен-клатура видов защиты.

5.3 Анализ вредных и опасных производственных факторов

При исследовании процессов разделения водонефтяных эмульсий ведется работа с такими опасными веществами для человека, как нефть и органические растворители. Все вещества являются легковоспламеняющимися и ядовитыми. Для безопасности своего здоровья следует применять индивидуальные средства защиты по нормам, которые утверждены приказом Минтруда России от 09.12.2014 N 997н "Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением" (Зарегистрировано в Минюсте России 26.02.2015 N 36213).

5.3.1 Работа с опасными химическими реактивами и вредными веществами

При исследовании процессов разделения водонефтяных эмульсий работа велась с такими опасными химическими и вредными веществами, как нефть и органические растворители (в частности, петролейный эфир).

Не соблюдение техники безопасности и элементарных правил может привести к таким опасным влияниям на организм, как: головная боль, головокружение, сердцебиение, слабость, психическое возбуждение, беспричинная вялость, легкие подергивания мышц, дрожание вытянутых рук, мышечные судороги.

При работе с нефтью и нефтепродуктами необходимо соблюдать следующие меры предосторожности [33]:

- Сосуды с нефтепродуктами (питающие бюретки, приемники, колбы) нельзя держать вблизи огня;
- При сборке установки необходимо уплотнять места соединения ее частей, чтобы не допустить утечки жидкостей, паров или газов;
- На рабочем месте в лаборатории количество горючего материала должно быть минимально необходимым для данного опыта или анализа;

При работе с химически опасными веществами важно помнить об их высокой токсичности и что защищать, прежде всего, необходимо три стратегически важных участка, а также органы тела [34]:

- Руки, так как они непосредственно контактируют с растворителем и при неправильном обращении, может возникнуть химический ожог;
- Рот, нос как органы дыхания, поскольку можно надыхаться парами растворителя и получить химическое отравление;
- Глаза, так как в них могут попасть капли и брызги от растворителя.

В качестве средств защиты применяются костюм хлопчатобумажный, ботинки кожаные, рукавицы, очки защитные; на наружных работах зимой - дополнительно куртку и брюки ватные.

5.3.2 Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

Основными источниками шума в лаборатории являются миксеры, компрессоры, термостаты, вытяжные шкафы, персональные компьютеры.

Человек, работающий в условиях длительного шумового воздействия, испытывает раздражительность, головную боль, головокружение, снижение памяти, повышенную утомляемость. Все это может привести не только к неправильному выполнению лабораторных испытаний, но и негативным воздействиям на здоровья работника [36].

В соответствии [36] уровень шума на рабочем месте лаборанта не должны превышать значений 50 дБА. Рабочее место не имеет собственных источников вибрации, но испытывает общетехнологические воздействия. Следовательно, согласно классификации по источнику возникновения вибрации, рабочее место относится к категории 3 и типу В.

Наиболее эффективным средством снижения шума является замена шумных технологических операций малошумными или полностью бесшумными. Однако этот путь борьбы с шумом не всегда возможен, поэтому большое значение имеет снижение шума в источнике. Путем совершенствования конструкции или схемы той части оборудования, которая производит шум, использования в конструкции материалов с пониженными акустическими свойствами, оборудования на источнике шума дополнительного звукоизолирующего устройства или ограждения, расположенного по возможности ближе к источнику.

Если невозможно уменьшить шум, действующий на работников, до допустимых уровней, то необходимо использовать СИЗ - противошумные вкладыши из ультратонкого волокна “Беруши” одноразового использования, а также противошумные вкладыши многократного использования (эбонитовые, резиновые, из пенопласта) в форме конуса, грибка, лепестка.

5.3.3 Освещенность на рабочем месте

Основной задачей производственного освещения является поддержание на рабочем месте освещенности, соответствующей характеру зрительной работы.

Освещение оказывает прямое воздействие на глаза. От этого у человека может возникнуть усталость, приводящая к переутомлению и головным болям в том случае, если не сбалансировано соотношение яркостей или имеет место слепящее воздействие. От выбора освещения будет зависеть общее самочувствие и здоровье, сон, иммунитет, работа внутренних органов, нервной и дыхательной систем. Интенсивность, температура или тип осветительных приборов оказывают влияние на человека, выполняющего профессиональные обязанности. От этих параметров зависит то, как быстро рабочие будут утомляться, насколько лучше концентрироваться и как часто делать ошибки.

Согласно [38] в химических лабораториях организовано естественное освещение через светопроемы, обеспечивающее КЕО не ниже 1.5%. Искусственное освещение представлено комбинированной системой.

Согласно [38] для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещениях следует проводить чистку стекол оконных рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп.

5.3.4 Поражение электрическим током

Согласно классификации помещений по электробезопасности дипломный проект разрабатывался в помещении без повышенной опасности (класс 01 по ГОСТ 12.1.019), характеризующимся наличием следующих условий [39]:

- напряжение питающей сети 220 В, 50 Гц;
- относительная влажность воздуха не более 75 %;
- средняя температура не более 35°C.

При нормальном режиме работы оборудования опасность электропоражения невелика, однако, возможны режимы, называемые аварийными, когда происходит случайное электрическое соединение частей оборудования, находящихся под напряжением с заземленными конструкциями.

Основными техническими способами и средствами защиты от поражения электрическим током являются [39]:

- защитное зануление;
- выравнивание потенциалов;
- защитное заземление;
- электрическое разделение сети;
- изоляция токоведущих частей;
- оградительные устройства и другое.

В каждом рабочем помещении должны быть в наличии огнетушители и песок, а в помещениях с огнеопасными и легковоспламеняющимися веществами - дополнительные средства пожаротушения (порошковыми огнетушителями, сухим песком, лопатами, ведрами, листовым асбестом, кошмой, суконными одеялами и рукавицами).

Очень часто пожары в химических лабораториях возникают в результате работы с огнеопасными веществами; к ним относится большое число органических растворителей и взрывчатые вещества.

Нерастворимые в воде органические вещества следует тушить песком или же накрыванием асбестом или кошмой. Нужно именно накрывать ими очаг пожара, а не набрасывать, чтобы горящие брызги не, разлетались в стороны.

5.4 Экологическая безопасность

Химические лаборатории являются источниками опасного для окружающей среды мусора.

Опасные отходы собирают в специальных контейнерах, соблюдая установленное законодательство. Для сбора каждого типа отхода необходимо использовать специальные контейнеры, их предоставляет университет. Эти контейнеры возвращают в место хранения опасных отходов, причем контейнеры нельзя наполнять более чем на 90% (чтобы избежать разливов при транспортировке). Контейнеры необходимо запечатать и соответствующим образом подписать. В противном случае утилизирующие компании не примут эти контейнеры.

Сточные воды представляют собой любые жидкости, которые выливают в раковину. В идеальном случае они содержат только воду. В ежедневной практике они обычно включают водные растворы, которые предварительно нейтрализуют до pH от 6 до 8, и не содержат тяжелых металлов.

В процессе утилизации сточных вод должны соблюдаться предельные концентрации, принятые для бытовых сточных вод. Необходимо подчиняться установленным правилам, которые запрещают разбавлять сточные воды с целью достижения предельно допустимых концентраций. Если пороговые величины превышены в два раза, это может повлечь судебное преследование. В канализацию можно сливать только разрешенные вещества, которые не относятся к опасным веществам; вещества, сливаемые в канализацию, должны быть безопасными для окружающей среды и не создавать технологических помех при работе станций водоочистки.

Воздействие на атмосферу и литосферу со стороны химической лаборатории отсутствует.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация - обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей [40].

Наиболее вероятными источниками чрезвычайных ситуаций в лаборатории являются: неумелое обращение с химическими веществами (утечки, взрывы, пожары), с лабораторными приборами (поражение электрическим током). Только хорошая организация и охрана труда, строгое соблюдение правил работы и мер безопасности, соблюдение трудовой и учебной дисциплины позволяют полностью исключить возможность несчастных случаев и аварий в лабораториях.

Наиболее распространенной чрезвычайной ситуацией в химической лаборатории является пожар. Это может возникнуть из-за смешения различных реактивов. В целях предупреждения пожаров и взрывов в лабораториях на складах химреактивов должен быть вывешен перечень химических веществ и материалов, совместное хранение которых не допускается.

К основным правилам ликвидации пожаров в химической лаборатории относятся следующие [41]:

- Немедленно сообщить по телефону 01 пожарному посту (команде) о загорании или включите пожарную сигнализацию.
- Перекрыть магистральные вентили, краны газовой сети, вентиляции, обесточить электропроводку.
- Удалить из лаборатории в безопасное место все огне- и взрывоопасные вещества.
- Воспользоваться средствами ликвидации пожаров в химической лаборатории для тушения пожара. К ним относятся: вода, огнетушители, асбесто-

вые одеяла, ящики с сухим песком. Необходимо учитывать химические превращения, которые могут произойти в условиях повышенной температуры.

При исследовании процессов разделения водонефтяных эмульсий множество различных опасных факторов, которые пагубно влияют на организм и здоровье человека (Например, работа с химически опасными веществами; факторы, связанные с освещенностью, шумом; возникновение пожара).

Для предотвращения возникновения опасных ситуаций все работники химических лабораторий должны соблюдать правила и меры предосторожности, которые регламентируются различными федеральными законами, государственными стандартами, санитарно-эпидемиологическими требованиями и др.

Данное помещение оборудовано рабочими местами для проведения химических экспериментов, вентиляционной системой для работы с летучими веществами, имеется ряд аппаратов для проведения опытов и дальнейшего анализа результатов, шкафы для хранения лабораторной посуды. При лаборатории так же есть весовая комната, склад, моечная. Рабочее место - лабораторный стол и вытяжной шкаф.

Заключение

Выполнены экспериментальные исследования по определению величины поверхностного натяжения на границе нефть-соленая вода.

Экспериментально исследовано влияние начальной обводненности и режима перемешивания при приготовлении водонефтяных эмульсий на дисперсность капель воды в образцах эмульсий, приготовленных на основе четырех нефтей различающихся по физико-химическим свойствам. В дальнейшем результаты этих исследований будут использоваться для установления зависимости размеров капель и их распределения от гидродинамического режима, начальной обводненности и физико-химических свойств нефти.

Исследовано влияние температуры на процесс отстаивания для эмульсий с различной начальной обводненностью приготовленных при режимах перемешивания 1000 об/мин и 2000 об/мин. Повышение температуры приводит, в основном, к уменьшению остаточной обводненности, но чувствительность к этому параметру у эмульсий приготовленных на основе нефтей с различными физико-химическими свойствами при различных режимах перемешивания отличается существенно.

Полученные результаты экспериментальных исследований можно будет использовать для получения эмпирических зависимостей при моделировании процесса отстаивания.

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности и, на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным был выбран 1 вариант исполнения.

Результаты выполнения раздела «Социальная ответственность» было установлено, что выполнение экспериментального исследования и рабочее место полностью удовлетворяет санитарным нормам и правилам законодательства РФ.

Список литературы

1. Волков А.А., Балашова В.Д., Коновальчук О.Ю. К вопросу разрушения стабильных водонефтяных эмульсий//Нефтепромысловое дело. - 2013. - №5. - С. 40-42.
2. Ермаков С.А. Прогнозирование технологических показателей подготовки нефти в зависимости от свойств продукции, поступающей на установку подготовки // Нефтегазовое дело. - 2007. - № 5. - С. 102-118.
3. Ситдикова С.Р. Применение химических реагентов для совершенствования подготовки нефти: автореф. дис. на соиск. учен.степ. канд. техн. наук (07.00.10, 02.00.13) / Ситдикова Светлана Рафкатовна; УГНТУ. - Уфа, 2003. - 23 с.
4. Е.С. Афанасьев, С.Г. Горлов, Ю.П. Ясьян. Факторы стабилизации водонефтяных эмульсий // Нефтепереработка и нефтехимия. 2008. №3. С. 57.
5. Н.А. Небогина, И.В. Прозорова, Н.В. Юдина. Особенности формирования и осадкообразования водонефтяных эмульсий // Нефтепереработка и нефтехимия. 2008. №1. С. 21.
6. Ю.Г.Фролов. Курс коллоидной химии. Поверхностные явления и дисперсные системы. М.,Альянс,2004
7. Р.З. Сафиева, Л.А. Магадова, Л.З. Климова, О.А. Борисова. Физико-химические свойства нефтяных дисперсных систем. Под ред. проф. В.Н. Кошелева - М.: Изд. РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2001. - 60 с.
8. Ф. Шерман. Эмульсии. Л., Химия, 1972. - 448 с.
9. Кондрашева, Н. К. Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов. / Н. К. Кондрашева. - Уфа: ООО «Монография», 2010. 149 с.
10. Байков Н.М., Позднышев Г.Н., Мансуров Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. -М.: Недра, 1981.

11. Кудишова Л.А., Мясников С.К. Приготовление и разрушение эмульсий физическими и комбинированными методами // Успехи в химии и химической технологии. 2010. Т. 24. № 2 (107). С. 26.
12. Голубев И.А. Технология магнитно-фильтровальной очистки нефтьезагрязненных сточных вод предприятия ТЭК: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (25.00.36) / Голубев Иван Андреевич; СПГУ. - Санкт-Петербург, 2014. - 153 с.
13. Новиков М.А. Структурные особенности природных водонефтяных эмульсий: 55.36.00, 55.36.09 / Михаил Александрович Новиков. - г. Москва: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. - 85 с.
14. Теплова Д.А. Развитие технологий и технических средств подготовки нефтей в процессе добычи (на примере месторождений Республики Башкортостан: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (07.00.10) / Теплова Дарья Александровна; УГНТУ. - Уфа, 2015. - 173 с.
15. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа. Учебное пособие для вузов. 2-е изд. - М.: Химия, 2001. - 568 с.
16. Особенности разделения устойчивой водонефтяной эмульсии на коалесцирующем фильтре с насадками на основе целлюлозы / Ле Тхань Тхань, Зайцев Н.К., Ферапонтова Н.Б. // Режим доступа: <http://www.rosteplo.ru/Techstat/statshablon.php?id=2595>.
17. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции.: Учебное пособие. - Томск: Изд. ТПУ, 2004. - 268 с.
18. Хафизов А.Р. Сбор, подготовка нефти и газа. Технология и оборудование: Учеб. пособие / А.Р. Хафизов, Н.В. Пестрецов, В.В. Шайдакова // - М.: ОАО «Издательство "Недра"», 2002. - 551 с.
19. Захарова Е.Ф. Системный анализ и совершенствование технологических схем сбора и подготовки продукции скважин: дис., к.т.н. 25.00.17 / Елена Федоровна Захарова. - г. Альметьевск: АГНИ, 2004. - 133 с. 23 Земенков Ю.Д. Промысловый сбор и подготовка нефти.

20. Ермаков С.А. О влиянии асфальтенов на устойчивость водонефтяных эмульсий / С.А. Ермаков, А.А. Мордвинов // Нефтегазовое дело. 2007. - №1.
21. Мастобаев Б.Н. История применения химических реагентов и технологий в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов: дис., д.т.н: 07.00.10,02.00.13 / Борис Николаевич Мастобаев . - г. Уфа: УГНТУ, 2003. - 362с
22. Р.З. Сахабутдинов. Методика испытаний деэмульгаторов для промысловой подготовки нефти: Методические указания / КГТУ; каф. ХБФ и ХТП; сост. д.т.н. Р.З. Сахабутдинов, к.т.н. Ф.Р. Губайдуллин, д.т.н. проф. Р.Ф. Хамидуллин - Казань: Изд-во КГТУ, 2009. - 35 с.
23. Подготовка. Классификация деэмульгаторов нефтяных эмульсий. Режим доступа: <http://e-him.ru/?article=1369&page=dynamic§ion=9>.
24. Юнусов А.А. Промысловая подготовка нефти с использованием электрических полей - оптимизация выбора параметров источников питания. Часть 2 /А.А. Юнусов, А.М. Фомин // Нефтяные технологии. 2003. - №2. - с.18-21.
25. Ковалева Л.А. Определение времени расслоения водонефтяной эмульсии в электромагнитном поле / Л.А.Ковалева, Р.З. Миннигалимов, Р.Р. Зиннатуллин //Технологии нефти и газа. 2010. - №2. - с.20-21.
26. Хафизов Н.Н. Разработка технологии обессоливания нефти на промыслах: дис., к.т.н: 25.00.17 / Нафис Назипович Хафизов . - г. Уфа: УГНТУ, 2009. - 143с.
27. Гуревич И.Л. Технология переработки нефти и газа. Часть 1 / И.Л. Гуревич. – М.: Химия, 2002.–360 с.
28. Ахметкалиев Р.Б. Фактор устойчивости и разрушение эмульсии / Р.Б. Ахметкалиев // Вестник Национальной инженерной академии РК. -2008. - №1. - с.63-68.
29. Конституция Российской Федерации: принята всенародным голосованием 12 декабря 1993 года. - М.: Юристъ, 2003.- 56с.

30. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 01.04.2019);
31. Федеральный закон Российской Федерации от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда";
32. Федеральный закон от 17.07.1999 N 181-ФЗ "Об основах охраны труда в Российской Федерации" (ред. от 09.05.2005, с изм. от 26.12.2005);
33. ГОСТ 12.0.230-2007 Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования.; введ. 01.07.2009;
34. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.; введ. 01.03.2017;
35. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.; введ. 01.01.1986;
36. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки: санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 утверждены Постановлением Госкомсанэпиднадзора России 31 октября 1996 г. № 36. Москва;
37. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий: санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.566-96: утверждены Постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 31 октября 1996 г. № 40. Москва;
38. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.; введ. 08.05.2017.;
39. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.; введ. 01.01.2011.;
40. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.; введ. 01.07.1992.;
41. ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.

Приложение А

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X
10	20	2000																						
	образец1	0	3	3,8	4,1	4,4	4,8	5,1	5,5	5,7	5,9	6,2	6,6	6,9	7,3	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
	образец2	0	1,5	2,8	3,5	4,1	4,3	5	5,2	5,7	6,1	6,4	6,8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
	образец3	0	1	1,5	2	2,90	3,5	4,6	5	5,3	5,8	5,9	6	6,2	6,3	6,3	6,3	6,5	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
	образец4	0	2	2,7	3,5	4,1	4,8	5,4	5,9	6,3	6,7	6,9	7,2	7,3	7,5	7,6	7,7	7,7	7,7	7,7	7,70	7,7	7,7	7,7
	время	0	1	2	3	4	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25	27	29	31	33	35	37	39
20	20	2000																						
1	образец1	0	2	4	5,2	6,3	6,90	7,4	7,9	8,2	8,7	9,3	9,9	10,7	11	11,5	11,9	11,9	12	12	12	12	12,3	12,3
2	образец2	0	3	4	6	7	7,6	8,4	8,9	9,4	9,9	10,4	10,7	10,9	11,2	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
3	образец3	0	3	5	6,9	7,4	7,9	8,2	8,8	9,3	9,7	9,9	10,4	10,7	11	11,4	11,5	11,7	11,9	12	12	12	12,3	12,3
4	образец4	0	5	8	9,7	10,5	10,9	11,7	12,9	13	13,4	13,9	14,5	14,9	15,2	15,2	15,3	15,4	15,4	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5
5	время	0	1	2	3	4	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25	27	29	31	33	35	37	39
7	10	50	2000																					
9	образец1	0	1,5	2,2	2,6	3,5	4,3	4,7	4,9	5,2	5,5	5,7	5,7	5,7	5,7	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
0	образец2	0	2	2,7	3,1	3,3	3,6	3,9	4,2	4,2	4,2	4,5	4,7	4,7	4,7	4,7	4,9	4,9	5,3	5,3	5,3	5,3	5,4	5,5
1	образец3	0	1,7	2,3	2,8	3,1	3,6	3,9	4,1	4,5	4,7	5,3	5,4	5,8	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
2	образец4	0	3	4,7	5,9	6,2	6,6	6,9	7	7,3	7,3	7,3	7,5	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
3	время	0	1	2	3	4	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25	27	29	31	33	35	37	39
5	20	50	2000																					
7	образец1	0	7	9,7	10,9	11,2	11,6	11,7	11,9	12,1	12,4	12,7	13	13,4	13,7	13,9	14	14,3	14,5	14,6	14,8	14,8	14,9	15
8	образец2	0	6	9,3	10,6	11,4	11,8	12,6	12,9	13,3	13,7	13,9	14,1	14,4	14,7	14,9	14,9	14,9	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3
9	образец3	0	4	7	8,6	9,7	10,5	11,2	11,7	12,4	12,9	13,3	13,7	14,1	14,6	14,9	15	15,1	15,19	15,23	15,3	15,5	15,5	15,6
0	образец4	0	8	11,5	12	12,3	12,8	13,3	13,7	13,9	14,4	14,9	15,3	15,4	15,7	15,9	16,1	16,3	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4
1	время	0	1	2	3	4	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25	27	29	31	33	35	37	39

Рисунок А.1- Данные о динамике процесса отстаивания приготовленных водонефтяных эмульсий при перемешивании 2000 об/мин, начальной обводненности 10% и 20% и температурах 20 °С и 50 °С.

образец1	0	3	3,8	4,1	4,4	4,8	5,1	5,5	5,7	5,9	6,2	6,6	6,9	7,3	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
образец2	0	1,5	2,8	3,5	4,1	4,3	5	5,2	5,7	6,1	6,4	6,8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
образец3	0	1	1,5	2	2,90	3,5	4,6	5	5,3	5,8	5,9	6	6,2	6,3	6,3	6,3	6,5	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
образец4	0	2	2,7	3,5	4,1	4,8	5,4	5,9	6,3	6,7	6,9	7,2	7,3	7,5	7,6	7,7	7,7	7,7	7,7	7,70	7,7	7,7	7,7
время	0	1	2	3	4	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25	27	29	31	33	35	37	39
20 20 1000																							
образец1	0	2	3	5,7	7,2	8,7	9,5	10,3	10,7	11,2	11,5	11,9	12,3	12,7	13,1	13,2	13,2	13,3	13,3	13,3	13,4	14	14
образец2	0	3	7	9	10	10,5	11	12,4	12,9	12,9	13	13,7	13,9	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
образец3	0	5	7	10	10,5	11	12	12,6	12,9	13,2	13,6	13,9	14,2	14,5	14,9	15	15	15	15	15	15	15	15
образец4	0	4	8	11	13	14	16	16	16	16,5	16,5	16,5	16,5	17	17	17	17	17,5	18	18	18	18	18
время	0	1	2	3	4	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25	27	29	31	33	35	37	39
10 50 1000																							
образец1	0	2	2,8	3,5	4	4,3	5	5,6	5,9	6	6,2	6,5	6,7	7	7	7	7	7	7				
образец2	0	3	3,9	4,7	5	5,3	5,7	6,5	6,8	7	7	7,3	7,5	7,5	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8				
образец3	0	3	7	7,5	7,7	7,9	8,5	8,9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9				
образец4	0	4	6	7	7,5	8	8,2	8,7	9	9,4	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8				
время	0	1	2	3	4	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25	27	29	31				
20 50 1000																							
образец1	0	7	8	8,6	9,5	10	10,9	11,4	12	12,3	12,5	12,8	13	13	13	13	13	13	13				
образец2	0	6	9	10	12	12,7	13	13,5	13,8	14,2	14,6	14,9	15	15	15	15	15	15	15				
образец3	0	5	8	10	13	14	14,5	15	15,4	15,9	16	16	16	16	16	16	16	16	16				
образец4	0	8	11	14	15	15,5	16	16,6	17	17,4	17,7	18,2	18,5	18,5	18,5	19	19	19	19				
время	0	1	2	3	4	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25	27	29	31				

Рисунок А.2- Данные о динамике процесса отстаивания приготовленных водонефтяных эмульсий при перемешивании 1000 об/мин, начальной обводненности 10% и 20% и температурах 20 °С и 50 °С.

Приложение Б

Таблица Б.1 - Результаты измерений объемов выдавливаемой капли образца 2

[illegible]

Таблица Б.2 - Результаты измерений объемов выдавливаемой капли образца 3

[illegible]

Таблица Б.3 - Результаты измерений объемов выдавливаемой капли образца 4

[illegible]

Приложение В

Таблица В.1 - Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№ работ	Вид работ	Исполнители	Т _{кп} , кал.дн.	Продолжительность выполнения работ											
				февраль			март			апрель			май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	1												
2	Подбор и изучение материала по теме	Инженер	5												
3	Выбор направления исследования	Руководитель, Инженер	6												
4	Календарное планирование работ	Инженер	3												
5	Изучение литературы	Инженер	10												
6	Проведение экспериментов	Инженер	105												
7	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Инженер	12												
8	Составление пояснительной записки	Инженер	14												
9	Подготовка к защите дипломной работы (разработка презентации)	Инженер	6												
10	Защита дипломной работы	Инженер	1												

инженер;



руководитель;

